

GRUPO I – CLASSE V – Plenário

TC-029.389/2013-5

Natureza: Relatório de Levantamento

Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Responsáveis: Márcio Pereira Zimmermann (Secretário-Executivo do MME, CPF nº 262.465.030-04), Romeu Donizete Rufino (Diretor-Geral da Aneel, CPF nº 143.921.601-06) e Hermes J. Chipp (Diretor-Geral do ONS, CPF nº 233.128.907-72)

Advogado constituído nos autos: não há

Sumário: LEVANTAMENTO DE AUDITORIA. CONFIABILIDADE E CONTINUIDADE DO SUPRIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REDE BÁSICA DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL - SIN. INFORMAÇÕES COM VISTAS A SUBSIDIAR AÇÕES DE CONTROLE FUTURAS. ENCAMINHAMENTO DE CÓPIA DA DELIBERAÇÃO AOS ÓRGÃOS COMPETENTES. ARQUIVAMENTO DOS AUTOS.

RELATÓRIO

Reproduzo, a seguir, Relatório produzido pela equipe de fiscalização, com cujas conclusões manifestaram-se de acordo os titulares da Secretaria de Fiscalização de Obras de Energia e Saneamento e da Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações:

“1. APRESENTAÇÃO

O presente trabalho está inserto num contexto marcado pela premente necessidade de este Tribunal conhecer melhor a atuação do Ministério de Minas e Energia (MME), da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e do Operador Nacional do Sistema (ONS), especialmente no tocante à confiabilidade e continuidade do suprimento de energia elétrica na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN).

2. *Basicamente, essa necessidade decorre de um histórico recente de grandes blecautes (intitulados popularmente como ‘apagões’) que afetaram diversas regiões do país. Nesse sentido, e com essa abordagem, trata-se de um trabalho pioneiro a ser realizado por esta Corte.*

3. *Deste modo, espera-se levantar informações capazes de indicar ações de controle futuras em torno da problemática em comento, cuja ponderação acerca da oportunidade para realização deverá considerar a capacidade operacional das equipes técnicas deste Tribunal, a agenda das fiscalizações já estabelecidas e outras prioridades que surgirão.*

4. *Para o alcance do objetivo acima, entendeu-se pertinente estruturar o presente relatório da forma que se segue:*

i) Tópico 2 – Introdução – Contendo a deliberação, o objeto, objetivos e escopo deste trabalho de levantamento. Além disso, contempla a metodologia, as limitações enfrentadas pela equipe de auditoria e os critérios de priorização de temas;

ii) Tópico 3 – Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro – Abordagem sintética da concepção do modelo brasileiro, incluindo reflexões acerca da governança aplicável ao presente trabalho;

iii) *Tópico 4 – Constatações do Levantamento – Exposição das principais informações recolhidas, segregando-as em quatro partes: a) comentários sobre os mecanismos de supervisão (MME), operação (ONS), e regulação/fiscalização (Aneel); b) apresentação das perturbações no SIN registradas na amostra adotada; c) consolidação das principais causas e; d) levantamento das recomendações pertinentes. Ao longo de cada uma dessas quatro partes já são apresentadas análises que subsidiaram a elaboração do tópico seguinte;*

iv) *Tópico 5 – Boas Práticas – Exposição das mais eficientes e proativas iniciativas dos agentes envolvidos em torno da questão do adequado desempenho do suprimento elétrico;*

v) *Tópico 6 – Resultados do Levantamento – Contém as principais conclusões alcançadas pela equipe de auditoria.*

5. *Em 2011, o TCU realizou auditoria em que foi avaliado pontualmente o apagão na região Nordeste de 4/2/2011 (TC 003.868/2011-7) que culminou com o Acórdão 2.744/2011-TCU-Plenário. Diferentemente daquela auditoria, o presente levantamento busca identificar questões estruturantes relacionadas às perturbações de grande porte verificadas na Rede Básica do SIN dos últimos anos.*

6. *Antes de adentrar no detalhamento do trabalho, registra-se que, no Anexo 0, há um Glossário de Termos do Setor Elétrico cuja leitura pode ser útil aos menos familiarizados com o setor.*

2. INTRODUÇÃO

2.1. Deliberação

7. *O presente trabalho foi autorizado por meio do Despacho de 16/10/2013 do Exmo. Ministro José Jorge, que compõe a peça 4 do TC 28.401/2013-1. O pronunciamento do Relator se mostrou alinhado à exposição trazida pela SecobEnergia (peça 2 do TC 28.401/2013-1) acerca da conveniência e oportunidade do presente levantamento de natureza operacional.*

2.2. Objeto do Levantamento

8. *Constituem objeto deste trabalho as perturbações registradas na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN) nos últimos oito anos, com ênfase para as ocorrências de maior porte, denominados neste trabalho como ‘apagões’.*

9. *De plano, cumpre destacar que o objeto deste trabalho, os denominados ‘apagões’ de energia elétrica, restringem-se aos eventos ocorridos na Rede Básica do SIN (tensão superior a 230 kV), portanto, não contemplam as perturbações ocorridas em âmbito local, de responsabilidade das concessionárias distribuidoras de energia elétrica. Em virtude da extensão de dados relativos às ocorrências registradas no SIN (mais de duas mil ocorrências de todos os portes por ano), foi necessária a escolha de uma amostra que pudesse representar com certa fidedignidade o comportamento existente no universo de dados.*

10. *Vale ressaltar que, conforme consta no glossário que integra este trabalho (Anexo 0), ocorrência é qualquer evento ou ação que leve o SIN a operar fora de suas condições normais. A perturbação, por sua vez, é caracterizada pelo desligamento forçado de um ou mais componentes do SIN tendo como consequência corte de carga, desligamento de outro componente, dano em equipamento ou violação a limites operativos.*

11. *Partindo-se então de uma amostra constituída por perturbações do SIN, a equipe de levantamento perscrutou as principais causas/recomendações, além do nível de atuação dos agentes envolvidos (MME, Aneel, ONS e concessionárias).*

12. *Mais ainda, para a análise expedita dessas perturbações, foi essencial considerar neste relatório os mecanismos (Procedimentos de Rede do ONS e manuais/resoluções da Aneel) frequentemente utilizados para a análise dos apagões.*

2.3. Objetivos e escopo do trabalho

13. *O objetivo do presente levantamento de natureza operacional é, primeiramente, compreender o papel de cada um dos agentes (MME, Aneel e ONS) quando da ocorrência de perturbações de grande vulto (apagões), destacando os mecanismos de supervisão (MME), operação (ONS), fiscalização e regulação (Aneel) pertinentes para, em seguida, analisar as principais causas relatadas e recomendações expedidas por esses órgãos e entidades adstritas a tais eventos, de modo a identificar pontos de futuras ações de controle deste Tribunal no que se refere à continuidade/confiabilidade do suprimento de energia elétrica. Com isso, busca-se atender as diretrizes expostas na Matriz de Planejamento elaborada pela equipe (peça 12).*

14. *Insta assentar que a amostra de eventos analisados neste trabalho foi escolhida com base em critérios qualitativos e quantitativos que buscaram identificar as perturbações de maior importância para o levantamento ao considerar fatores como: carga interrompida, tempo de recomposição, região geográfica, fonte (geração, linhas de transmissão ou subestação), dentre outros.*

2.4. Metodologia e limitações

15. *Os métodos aplicados pela equipe de auditores consistiram basicamente em:*

i) Visita técnica ao centro de operação do ONS em Brasília;

ii) reuniões com os especialistas da Aneel e MME;

iii) realização de entrevistas semiestruturadas na Aneel e MME (peça 27);

iv) proposição de questões de auditoria por meio de Ofícios de Requisição ao ONS (peça 09);

v) elaboração de Mapa de Processo (Anexo IV) e diagrama Ishikawa (relacionado ao evento 'apagão' – Anexo V);

vi) análise documental de artigos técnicos (peças 28 a 30) e diversos relatórios e documentos entregues em atendimento aos sete ofícios de requisição emitidos. (MME, Aneel e ONS – peças 13 a 27).

16. *Vale antecipar que os dados utilizados no presente trabalho encontravam-se disseminados por uma série de relatórios de modo que foi necessário à equipe tratar e tabular diversos índices no intuito de atender aos objetivos deste levantamento. Tal fato é em parte justificado pelo pioneirismo aventado alhures já que se pôde constatar que diversas informações não eram consolidadas ou organizadas de modo a agilizar as atividades por parte dos órgãos de controle (o que caracterizaria uma efetividade em se conferir transparência). Fora isso, comentar-se-á em tópicos adiante acerca de 'relatórios consolidados' não disponibilizados a esta equipe por ainda estarem em fase de elaboração.*

17. *É necessário registrar que os técnicos desta egrégia Corte também se depararam com algumas limitações, a seguir comentadas, especialmente no que se refere à interação com o Operador Nacional do Sistema (ONS).*

18. *Por conta do cronograma deste trabalho, a data estipulada para se visitar o ONS (21 e 22 de novembro/2013 no RJ) coincidiu com um momento de sobrecarga de trabalho aos especialistas do Operador Nacional, visto que, nesse período do ano, ocorre a transição do período seco para o úmido.*

19. *Nessa época, conforme informado pela Diretoria Operacional do ONS, o órgão é demandado a simular diversos cenários de modo a subsidiar relevantes decisões por parte do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) como, por exemplo, o ritmo de desligamento das térmicas (Anexo IX).*

20. *Desse modo, não havia especialistas à disposição da equipe durante os dias 21 e 22 de novembro/2013, o que restringiu os trabalhos **in loco** ao recolhimento de mídia (peça 32) atinente ao atendimento do Ofício de Requisição 01/736/2013-TCU/SecobEnergia.*

21. *Além disso, frise-se que o ONS não conseguiu atender aos prazos contidos no quarto ofício de requisição (peça 16), de modo que a equipe de auditoria ainda recebeu informações na fase de redação desta peça.*
22. *Em suma, as complicações enfrentadas junto ao Operador têm sua origem na natural priorização daquele ente em suas atividades fim, que passavam por um pico de demanda.*
23. *Já a Aneel, informou (em resposta ao Ofício de Requisição 05-736/2013-TCU-SecobEnergia – peça 17) que relevantes índices de monitoramento do desempenho do suprimento elétrico (Anexo IX) não estavam disponíveis na Agência, ainda que, segundo os Procedimentos de Rede, tais dados deveriam estar à disposição do regulador desde sua elaboração pelo ONS.*
24. *Mostra-se pertinente registrar que merece atenção esse fato de a Agência Reguladora não deter informações essenciais à mensuração do desempenho de parte do setor. Em outras palavras, a Aneel anuiu que, embora determinados indicadores estivessem disponíveis (conforme preconizado nos Procedimentos de Rede), não tinha, à época de realização do presente levantamento, a posse de tais parâmetros. Tal constatação gera uma impressão de ineficiência no papel fiscalizatório desempenhado pela Aneel.*
25. *Por fim, também cumpre comentar os pedidos de prorrogação de prazo solicitados pelo MME para o atendimento aos Ofícios de Requisição 03-736/2013-TCU/SecobEnergia e 06-736/2013-TCU/SecobEnergia cujo envio de parte dos documentos também se deu já na fase de relatório da fiscalização, destacando-se a entrega dos itens i, ii, iii e vi do tópico 2.1 do Ofício de Requisição 06/736/2013-TCU/SecobEnergia que só se efetivou no dia 20 de dezembro (peça 18).*

2.4.1. Critérios de priorização do tema

26. *Para identificação e priorização do tema desse trabalho, foram utilizados os critérios já consagrados em normas relativas ao planejamento de trabalhos de auditoria, quais sejam:*
- a) Relevância - a qualidade e a continuidade da prestação do serviço são princípios consagrados no setor elétrico. Em especial, o tratamento do tema pode gerar benefícios no sentido de mapear e propor medidas preventivas à ocorrência de interrupções regionais (interrupções mais abrangentes) decorrentes de falhas no SIN. Há ainda um potencial benefício para os consumidores em termos de melhorias na eficiência da prestação do serviço e para os jurisdicionados, por meio da melhoria de métodos de trabalho;*
 - b) Materialidade - grande materialidade, mas contabilizada de forma indireta, em termos de impactos negativos, ocasionados pela baixa qualidade e descontinuidade do serviço, ou de impactos positivos, pela garantia de fornecimento do serviço adequado;*
 - c) Riscos – há um constante risco de interrupção no fornecimento de energia elétrica, ocasionada por diversas causas originadas na atuação/omissão do operador, do gestor, do regulador (sobretudo na realização de fiscalizações). O recente histórico de eventos de grandes proporções (de 2009 até 2013) preocupa com relação à reincidência desses blecautes, que continuarão a demandar análises e melhoramentos específicos em resposta a cada ocorrência;*
 - d) Oportunidade – evidenciam o momento propício de consecução do presente trabalho: o histórico recente dos últimos apagões; as projeções do governo de retomada do crescimento num ritmo mais acentuado (o que demandará uma contrapartida no suprimento energético); a baixa atuação do TCU no tema (o que configura um assunto ainda pouco explorado pelo corpo técnico do Tribunal) e a iminência da realização de grandes eventos esportivos (que demandarão um grau de confiabilidade elevado – no suprimento elétrico - a fim de não conspurcar a imagem do país).*

3. VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

27. *O Brasil possui um sistema hidrotérmico de grande porte para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. A geração, com múltiplos proprietários, está estruturada com forte predominância de usinas hidroelétricas. Como essas usinas são construídas em localização geográfica onde melhor se podem aproveitar as aflúências e os desníveis dos rios, geralmente situados em locais distantes dos centros consumidores, foi necessário desenvolver no país extenso sistema de transmissão.*
28. *As variações climáticas e hidrológicas tendem a ocasionar excesso ou escassez de produção hidroelétrica em determinadas regiões e períodos do ano. Assim, de forma a obter os benefícios da diversidade de regime dos rios das diferentes bacias hidrográficas brasileiras, torna-se necessário promover a interligação com troca de energia entre essas regiões, o chamado intercâmbio de energia.*
29. *O atendimento aos consumidores cativos finais é realizado pelas distribuidoras de energia elétrica, que adquirem energia dos geradores. O serviço de transporte até a área de concessão das distribuidoras é realizado por transportadoras (via linhas de transmissão).*
30. *No que se refere ao transporte de energia, as diversas regiões do País são atendidas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) e pelos Sistemas Isolados (SIsol). O SIN é formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte, ao passo que o SIsol é composto, principalmente, por centrais elétricas situadas na região Norte. Com a interligação de Manaus e Macapá ao Sistema Interligado, a participação dos sistemas isolados na carga do país cairá a menos de um por cento.*
31. *Desde meados da década de 1970, o sistema eletroenergético brasileiro é operado de forma coordenada, no intuito de se obterem ganhos sinérgicos a partir da interação entre os agentes. A operação busca minimizar os custos globais de produção de energia elétrica, contemplar restrições intra e extrassetoriais e aumentar a confiabilidade do atendimento.*
32. *Conceitualmente, a operação centralizada do SIN está embasada na interdependência operativa entre as usinas, na interconexão dos sistemas elétricos e na integração dos recursos de geração e transmissão para atender o mercado. A interdependência operativa é alcançada pelo aproveitamento conjunto dos recursos hidroelétricos, mediante a construção e a operação de usinas e reservatórios em cascata (localizados em sequência ao longo de uma bacia hidrográfica), conjugado às disponibilidades hídricas das diversas bacias. A interconexão dos sistemas se dá por meio da transmissão, a qual liga as diferentes regiões do país, permitindo intercâmbio de energia, de forma a otimizar a geração, respeitando também as disponibilidades hídricas das bacias e as demandas regionais por energia elétrica.*
33. *A utilização integrada dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado permite reduzir os custos operativos, minimizar a produção térmica e reduzir o consumo de combustíveis, sempre que houver superávits hidroelétricos em alguns pontos do sistema. Em períodos de condições hidrológicas desfavoráveis, as usinas térmicas contribuem para o atendimento do mercado (funcionam como um seguro do suprimento energético). Assim, a participação complementar das usinas térmicas no atendimento ao mercado consumidor também exige interconexão e integração entre os agentes.*
34. *O Brasil possui cerca de 120 GW de capacidade instalada para atender a 72 milhões de consumidores (cativos + livres). Desse total, as fontes renováveis respondem por, aproximadamente, 84%. Destaque-se que o parque hidráulico instalado responde por quase 76% da capacidade nacional, enquanto as fontes térmicas (gás natural, petróleo, carvão mineral e nuclear) representam mais de 15%, e as usinas à biomassa e eólicas juntas atingem cerca de 7% do potencial de geração do país. Para o escoamento de energia a rede Básica do SIN consta com mais de 106 mil km de linhas de transmissão. (dados do Anuário estatístico de energia elétrica 2013 – EPE).*
35. *Por conta disso tudo, o Sistema Elétrico Brasileiro possui uma complexa rede de instituições e agentes, que desempenham diferentes funções. De maneira geral, a estrutura da*

indústria elétrica ainda é mista no que se refere à propriedade do capital. Apesar da abertura do mercado de geração, transmissão e distribuição de energia ao mercado privado ocorrida a partir de 1995, ainda convivem no setor empresas privadas e estatais (federais e estaduais).

36. *Destarte, o tópico seguinte tem o condão de ilustrar como se dá a governança nesse setor no Brasil.*

3.1. Panorama do aparato legal e dos órgãos/entidades envolvidos

37. *A modernização do setor elétrico teve início em 1995 e se efetivou tanto por leis de aplicação genérica, como a Lei nº 8.987/1995, que trata do regime de concessões e permissões da prestação de serviços públicos, e a Lei nº 9.074, também de 1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos, como por leis específicas, a exemplo da Lei nº 9.427/1996, que trata da criação da Agência Nacional de Energia Elétrica, da Lei nº 9.478/1997 que dispõe sobre a Política Energética Nacional e institui o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), da Lei nº 9.648/1998 que cria o Operador Nacional do Sistema Elétrico e da Lei nº 10.848/2004 regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004 (novo modelo institucional do setor elétrico - criação EPE, CMSE e CCEE), que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica.*

38. *O modelo institucional atual do setor elétrico e toda a legislação e regulamentação aplicada ao setor eletroenergético tem como um dos pilares a segurança operativa a menor custo. As modificações adotadas nesse modelo devem atender às finalidades de modicidade tarifária para os consumidores, continuidade e qualidade na prestação do serviço, justa remuneração aos investidores de modo a incentivá-los a expandir o serviço, e universalização do acesso aos serviços de energia elétrica e do seu uso. Além disso, devem ser observados os pressupostos de respeito aos contratos existentes, redução dos custos de transação comparados com o modelo anterior, redução de pressões tarifárias adicionais para o consumidor e criação de ambiente propício à retomada de investimentos.*

39. *Há então um marco regulatório estável por meio da redefinição das funções e atribuições dos agentes institucionais:*

a) Governo Federal (Presidência da República): fixar as políticas e diretrizes na área de energia, formuladas e propostas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE);

b) Ministério de Minas e Energia (MME): zelar pelo equilíbrio conjuntural e estrutural entre a oferta e demanda de energia elétrica no país, administrando as políticas públicas fixadas para o setor;

c) Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel): regular e fiscalizar o setor elétrico, bem como a mediação de conflitos;

d) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): executar as atividades de coordenação e controle das operações de geração e transmissão de energia elétrica do SIN;

e) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e de Contratação Livre;

f) Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional;

g) Empresa de Pesquisa Energética (EPE): realizar estudos para o planejamento energético do mercado brasileiro com vista ao aproveitamento de novos potenciais para a produção de energia, além do acompanhamento da execução daqueles estudos que já estão sendo realizados por outros entes;

40. *No Anexo II, tem-se uma ilustração da interação entre diversos atores da governança no setor elétrico, agentes setoriais, usuários de energia elétrica, grupos de interesse e Tribunal de Contas da União. Essa governança envolve, entre outras atividades, a definição e*

a implantação das políticas públicas, a participação no mercado, a defesa de interesses impactados pela expansão da geração e da transmissão e o controle externo. Além disso, os mais relevantes princípios de governança do Setor Elétrico são destacados nesse mesmo Anexo II.

41. *Dentre esses princípios, cabe destacar a aplicabilidade da análise de riscos, tendo em vista que este trabalho tem como objetivo principal identificar e propor possíveis ações de controle em pontos críticos do Sistema Interligado Nacional no que tange à confiabilidade de suprimento elétrico.*

42. *Encerrado esse prelúdio sobre a governança no Setor Elétrico Brasileiro com a indicação da aplicação do princípio da análise de riscos, passa-se a exposição das principais constatações coligidas no escopo deste levantamento.*

4. CONSTATAÇÕES DO LEVANTAMENTO

4.1 Mecanismos de supervisão, de operação, de regulação e fiscalização

43. *O Sistema Elétrico Brasileiro se rege por um suporte regulatório constituído de uma miríade de leis, normas e resoluções aplicáveis aos agentes do setor relativos à implantação, operação e comercialização de energia elétrica. O conjunto mandatário do setor consolida mecanismos de supervisão, de operação, de regulação e de fiscalização a cargo dos órgãos responsáveis, conforme será apresentado nos parágrafos seguintes.*

4.1.1 Mecanismos de supervisão

44. *A supervisão do Setor Elétrico está a cargo do Ministério de Minas e Energia, que se encarrega da formulação, do planejamento e da implementação de ações de governo no âmbito da política energética nacional (art. 1º, Anexo I do Decreto nº 7.798/2012). A estrutura organizacional do MME conta com uma secretaria exclusiva para o setor elétrico – a Secretaria de Energia Elétrica (SEE), que por sua vez dispõe de um departamento de acompanhamento e controle do setor, o Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico (DMSE), que monitora o desempenho dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, considerando os aspectos de continuidade e segurança.*

45. *O MME preside o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), cuja função é acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo território nacional, particularmente o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica.*

46. *O CMSE possui independência para elaborar políticas e formular planos de ação para possíveis riscos do setor. Nesse sentido, propõe diretrizes para adequações regulatórias, para garantia do atendimento e para o planejamento da expansão, bem como monitora a expansão da oferta, o desempenho dos sistemas e as condições de atendimento. Propõe, também, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações que afetem, ou que possam afetar a regularidade e a segurança do abastecimento e da expansão do setor de energia elétrica.*

47. *No que se refere à regularidade e à segurança do suprimento, o CMSE estabelece diretrizes para que o ONS proponha medidas especiais de segurança a fim de garantir o suprimento de energia em situações decorrentes de eventos de grande relevância, estando, as ações propostas, sujeitas à aprovação da Aneel.*

4.1.2 Mecanismos de operação

48. *A coordenação e o controle da operação dos sistemas de geração e transmissão (Rede Básica de Integração) de energia elétrica do SIN é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico, por meio do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS – Brasília), e quatro Centros Regionais de Operação (COSR): COSR-Nordeste (localizado em Recife), COSR-*

Sudeste (localizado no Rio), COSR-Norte/Centro Oeste (localizado em Brasília) e COSR-Sul (localizado em Florianópolis).

49. O CNOS é o Centro de Operação de maior nível hierárquico do ONS, responsável pela coordenação, supervisão e controle da Rede de Operação e de bacias hidrográficas das usinas integradas. Embora tenha atuação concentrada na Rede de Operação Sistêmica, atua em toda a Rede de Operação diretamente ou por delegação aos seus Centros Regionais de Operação. Já os COSRs possuem área de atuação regional/local por região cuja rede é constituída dos sistemas troncos de transmissão para atendimento aos centros de carga, interligações com concessionárias de distribuição e com consumidores.

50. Para cumprir sua atribuição, o ONS, além de supervisionar e coordenar os Centros de Operações (COT/G/D) dos agentes e propor à Aneel ampliações e reforços da rede básica, desenvolve uma série de estudos e ações que têm como base dois insumos básicos: (i) os Procedimentos de Rede e (ii) as informações externas que deve receber das autoridades setoriais (MME e Aneel) e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN.

51. Os Procedimentos de Rede, que são elaborados pelo ONS com a participação dos agentes e aprovados pela Aneel (Figura 01), estabelecem a base legal para procedimentos, critérios, metodologias, requisitos técnicos e responsabilidades do ONS e dos agentes, no que se referem a atividades, insumos, produtos e prazos para a execução dos processos associados ao cumprimento pelo operador de suas atribuições.

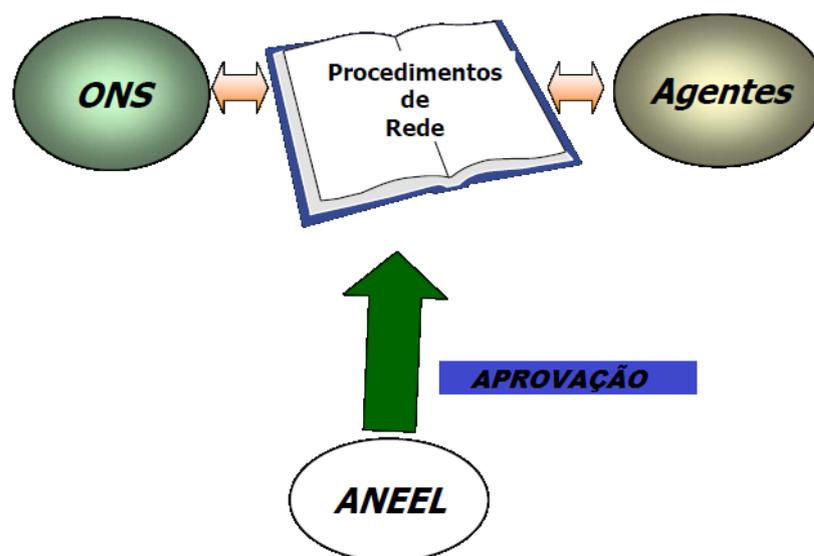


Figura 01 – Relacionamento Procedimentos de Rede e atores do Setor Elétrico Brasileiro

52. Conforme disposto no site do ONS, os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

i) legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;

ii) estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos agentes de Operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico;

iii) especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), nos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e nos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) (<http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>).

53. Em suma, como os Procedimentos de Rede concentram um volumoso conjunto de informações que registram premissas, critérios e procedimentos indispensáveis à operação do

SIN, bem como as responsabilidades dos envolvidos, esses procedimentos proporcionam transparência e embasamento técnico-operacional às atividades realizadas no exercício de suas atribuições.

54. *Esses documentos sofrem atualizações decorrentes dos resultados da operação, da regulamentação vigente e da melhoria dos produtos e processos do operador, por ação e coordenação do ONS com a participação dos agentes. Tanto o ONS quanto os agentes devem cumprir, no âmbito de suas respectivas competências, o que estiver estabelecido nos Procedimentos de Rede.*

55. *Os Procedimentos de Rede são compostos de 25 módulos, subdivididos em submódulos, sendo dezenove módulos funcionais (relativos a funções da rede básica), um módulo multifuncional (relativo à integração das instalações) e cinco complementares. Os principais módulos que direta ou indiretamente tratam sobre procedimentos relativos à segurança do suprimento de energia elétrica são descritos a seguir.*

56. *O Módulo 1 - O Operador Nacional do Sistema Elétrico e os Procedimentos de Rede (complementar) - traz uma apresentação geral do setor e das entidades ligadas à operação com destaque para o ONS e suas macrofunções finalísticas, bem como uma síntese contendo os objetivos e os submódulos dos demais Procedimentos de Rede.*

57. *Dentre os demais módulos, destacam-se aqueles que são correlacionados com o trabalho em questão, ou seja, os módulos que tratam da operação (Módulo 10), da proteção e controle (Módulo 11), da manutenção (Módulo 16), do tratamento das não-conformidades (Módulo 19), das ocorrências e perturbações (Módulo 22), e dos indicadores de desempenho (Módulo 25).*

58. *O Módulo 10 – Manual de Procedimentos da Operação, em síntese, regulamenta as atividades de normatização, pré-operação, operação em tempo real e pós-operação; estabelece os conceitos das redes do SIN; conceitua e estabelece as regras de operação, as instruções de operação, as mensagens operativas, as rotinas operacionais, os cadastros de informações operacionais. Também define a organização da operação quanto à hierarquia funcional e operacional. Dispõe, dentre outros, sobre a elaboração do Programa Diário da Operação, sobre a recomposição da rede após perturbação e sobre a triagem de ocorrências e perturbações.*

59. *O Módulo 11– Proteção e controle, por sua vez, estabelece diretrizes para o tratamento do macroprocesso de proteção e controle sistêmico incluindo a avaliação de desempenho dos sistemas de proteção e definição das responsabilidades do ONS, dos agentes e dos consumidores livres.*

60. *O Módulo 16 – Acompanhamento da manutenção, estabelece a sistemática de acompanhamento pelo ONS das atividades de manutenção definidas e realizadas pelos agentes proprietários (GT – geração e LT – linhas de transmissão) nos seus equipamentos e instalações de forma a garantir que sejam mantidos os padrões de desempenho homologados pela Aneel.*

61. *Já o Módulo 19 – Identificação, tratamento e penalidades para as não-conformidades, estabelece metodologia para identificar e tratar as não-conformidades por parte dos agentes de operação, bem como a metodologia para aplicação de penalidades, tanto ao agente quanto ao ONS, pelo não-atendimento aos processos constantes nos Procedimentos de Rede.*

62. *Vale estender brevemente os comentários acerca deste último módulo apenas para compartilhar que atualmente esta parte dos Procedimentos de Rede não é aplicada, visto que o ONS encontrou dificuldades institucionais de agir penalizando os demais agentes do setor. Nesse sentido, cabe transcrever explanação trazida pelo próprio Operador em atendimento ao item c.6 do Ofício de Requisição 01-736/2013-TCU/SecobEnergia (peça 23, p. 03):*

‘(...) Contudo, desde 2010, o ONS vem promovendo debates junto à Aneel sobre a pertinência e legalidade da aplicação do Módulo 19. Em decorrência destes questionamentos, a

Procuradoria da Aneel analisou a questão e emitiu parecer nº 044/2011-PGE/Aneel reconhecendo que a competência para aplicação de multa é exclusiva da Aneel não podendo ser delegada ao ONS. Assim, foi recomendada a revisão do referido Módulo, que foi feito pelo ONS, em conjunto com a Aneel’.

63. *Embora os demais Procedimentos de Rede tratem, em alguma particularidade, das ocorrências no sistema, é o Módulo 22 – Análise de ocorrências e perturbações - que detalha a metodologia e os procedimentos para a análise dos aspectos técnicos das ocorrências e perturbações com foco no comportamento da rede de operação durante o evento de forma a identificar origem, causas, propagação e consequências. Dispõe, também, sobre a análise técnica das causas das falhas constatadas em equipamentos, instalações da rede básica e usinas programadas e despachadas centralizadas pelo ONS com vistas a apontar soluções para os problemas e recomendar medidas corretivas e preventivas a serem adotadas tanto pelos agentes quanto pelo ONS, se for o caso.*

64. *O produto resultante da análise de ocorrências e perturbações é o Relatório de Análise de Perturbações (RAP), que é coordenado pelo ONS (Operador elabora com o apoio dos demais agentes envolvidos) e tem origem na triagem das perturbações prevista no Módulo 10. O RAP traz uma descrição detalhada do evento e suas possíveis causas, bem como das conclusões obtidas. Ao final, determina providências e recomendações. O Módulo 22 trata também da gestão dessas recomendações e providências, cujo prazo de implantação é definido pelo ONS com a participação dos agentes envolvidos. Este documento estabelece premissas, diretrizes, critérios e responsabilidades para a gestão das recomendações e das providências em andamento registradas nos relatórios de análise do ONS, com vistas ao aprimoramento da operação.*

65. *O registro principal desse procedimento é o Relatório Mensal de Estatística das Recomendações e Providências (REREC). Esse produto é gerado a partir: i) da atualização dos registros em banco de dados das recomendações emitidas; ii) das providências informadas nos relatórios de análise do ONS; iii) das datas estabelecidas para conclusão de tais providências; iv) das medidas implementadas pelo ONS e pelos agentes de operação para atender às recomendações; e v) das datas da efetiva implementação dessas providências.*

66. *Por fim, tem-se o Módulo 25 – Apuração dos dados, relatórios da operação do Sistema Interligado Nacional e indicadores de desempenho, que tem por objetivo atribuir responsabilidades e estabelecer a sistemática para apuração dos dados, elaboração de relatórios de operação, e de cálculo de indicadores de desempenho e indicadores de atendimento às recomendações feitas pelo ONS.*

67. *Destaca-se que as recomendações, identificadas a partir da análise de ocorrência e perturbações, são de implantação mandatória para os agentes proprietários das instalações, visto que essa atividade constitui uma macrofunção finalística do ONS que envolve atividades diretamente ligadas à segurança elétrica do SIN.*

68. *Com o fito de reunir mais informações sobre a realidade prática da aplicação desses diversos Módulos dos Procedimentos de Rede, a equipe realizou questionamentos sobre a forma de atuação do Operador com vistas ao incremento da qualidade do fornecimento de energia, por meio do Ofício de Requisição 04-736/2013-TCU/SecobEnergia (peça 16). Em resposta, o ONS informou que, juntamente com os agentes, elabora anualmente um plano de melhorias visando o aumento na confiabilidade das instalações, refletido na regularidade com que são revisados os Procedimentos de Rede, os quais funcionam como o principal critério no julgamento das ações das concessionárias.*

69. *Continuando seu esclarecimento, o ONS ressaltou, no entanto, que ‘nem todas as contingências são previsíveis’ e que ‘os chamados ‘apagões’ são decorrentes da combinação de múltiplos eventos, resultando em situações mais severas do que aquelas consideradas no planejamento e na programação do sistema’.*

70. *O Operador do SIN encerra sua explanação reforçando que o ONS faz avaliações criteriosas para os principais pontos, implementando medidas para evitar a propagação dos eventos mais graves, como, por exemplo, redução de cargas, e que tem tratado com bastante cuidado da segurança dos sistemas de proteção, além da busca por medidas operativas visando mitigar a ausência temporária de instalações planejadas e não concluídas (obras de transmissão em atraso).*

4.1.3 Mecanismos de regulação/fiscalização

71. *Conforme estabelece o art. 2º da Lei nº 9.427/1996, a regulação e a fiscalização do sistema elétrico brasileiro são de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), autarquia sob regime especial vinculada ao MME. Sua estrutura organizacional é constituída por vinte superintendências, entre as quais se incluem a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão (SRT) responsável pela regulamentação, normatização e padronização dos serviços de transmissão e a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade (SFE), responsável pelo controle e fiscalização das concessões, permissões e autorizações e instalações de transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.*

72. *Integram também a estrutura da agência a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração (SRG), responsável pela regulamentação, normatização e padronização dos serviços e instalações de geração de energia elétrica, e a Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Geração (SFG), responsável pelo controle e fiscalização das concessões e autorizações de geração de energia elétrica.*

73. *Para desempenhar suas funções, em consonância com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal, além de realizar a fiscalização permanente da prestação dos serviços por parte dos agentes do setor, a Aneel edita normativos por meio dos quais são estabelecidos desde critérios e procedimentos técnico-operacionais voltados ao funcionamento de equipamentos e instalações até os mecanismos de indução da melhoria no desempenho e de penalização dos agentes que infringem dispositivos contratuais, regulamentares e/ou legais.*

74. *Importante destacar que a Aneel não apenas realiza fiscalizações sobre as empresas concessionárias, como também sobre a atuação das entidades responsáveis pela operação do Sistema Interligado Nacional, pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e pela gestão dos recursos provenientes de encargos setoriais, inclusive com a possibilidade de aplicação de penalidades a esses agentes conforme previsto no § 4º do art. 14 da Resolução Normativa Aneel nº 63/2004.*

75. *De especial importância tem-se a Resolução Normativa nº 479/2012 da Aneel que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores.*

76. *Especificamente quanto ao controle das ocorrências no sistema de transmissão, destacam-se algumas normas voltadas à manutenção da continuidade do serviço que a seguir serão apresentadas. Frise-se deixar de discorrer sobre as resoluções aplicáveis ao setor de geração ante a pequena correlação encontrada entre a área de geração e os apagões aqui estudados (vide adiante tópico 4.2 – Figura 02).*

Resolução Normativa Aneel nº 63/2004 e modificações posteriores

77. *Essa resolução trata dos procedimentos relativos à imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais. Como se pode observar, seu alcance não se limita às empresas concessionárias, abrangendo igualmente entidades como o ONS.*

78. *Os infratores sujeitam-se a penalidades de: advertência; multa; embargo de obras; interdição de instalações; suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de*

novas concessões, permissões ou autorizações, bem como de impedimento de contratar com a Aneel e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica; revogação de autorização; intervenção administrativa; e caducidade da concessão ou da permissão.

79. *Conforme previsto no § 4º do art. 14 da Resolução nº 63/2004, a Aneel tem possibilidade de aplicar multas tanto aos concessionários (agentes do SIN) quanto ao ONS (operador do SIN).*

80. *A Resolução Normativa nº 63/2004 estabelece, também, as situações que ensejarão cada tipo de penalidade, fraciona as multas em grupos (de I a IV), de acordo com o nível de infração cometida, e define os critérios e os percentuais aplicáveis à fixação de seu valor.*

81. *De suma importância o que dispõem os arts. 14 e 15:*

‘Art. 14. Sem prejuízo do disposto em regulamento específico ou contrato de concessão, os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração (...)

(...)

Art. 15. Na fixação do valor das multas serão consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível, nos últimos quatro anos’. (grifos nossos).

Resolução Normativa Aneel nº 270/2007

82. *A RN Aneel nº 270/2007 aplica-se às concessões de transmissão não decorrentes de licitação e as autorizadas a essas concessões até sua data de publicação.*

83. *Trata da aplicação de descontos na Receita Anual Máxima Permitida (RAP) das concessionárias a partir da medição do nível de qualidade da prestação do serviço de energia elétrica, com base no histórico de desligamentos (Parcela Variável Por Indisponibilidade – PVI), de restrição operativa (Parcela Variável Por Restrição Operativa Temporária – PVRO) e de indisponibilidade por atraso em sua entrada em operação.*

84. *Às concessões decorrentes de licitação e àquelas prorrogadas a partir de 2012 com base nas prerrogativas da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, não se aplicam o adicional à RAP e os padrões de duração de desligamento previstos nessa resolução. Essas concessões obedecem aos dispositivos contratuais, não gozando, portanto, da vantagem normativa no sentido de que, até determinado nível de desligamento, não haja desconto em sua receita. Regra geral, da RAP de cada concessionária é subtraído o total integral de desligamentos incorrido, além de não ser oferecido a essas concessionárias o estímulo regulatório representado pelo adicional à RAP, decorrente de duração de desligamentos abaixo do valor estabelecido normativamente.*

85. *Ainda no bojo da regulação, vê-se que conforme os preceitos presentes na Resolução nº 270/2007, há a possibilidade de se considerar um incentivo ao agente regulador por meio do estímulo regulatório que induza à melhoria na qualidade do serviço, de modo a recompensar as empresas com melhor desempenho, a exemplo do que foi estabelecido na aludida Resolução.*

86. *Em contrapartida, há concessões que, por não se vincularem a tal normativo da Aneel, podem não contemplar os mesmos incentivos. Por conta disso, resta aos respectivos contratos firmados junto à Aneel o papel de prever mecanismos que induzam a melhoria na prestação dos serviços.*

Resolução Normativa Aneel nº 333/2008

87. *Essa resolução trata da celebração de Termo de Compromisso de Ajuste de Conduta (TAC) com as concessionárias, permissionárias e autorizadas, alternativamente à imposição de penalidade. O TAC pode ser solicitado no curso de processo de fiscalização instaurado, a partir do recebimento do Termo de Notificação (TN), acarretando o arquivamento do processo fiscalizatório.*

88. *A resolução prevê o estabelecimento de um plano de ações e/ou investimentos a serem realizados pelo agente interessado, bem como as consequências a que se sujeita o agente no caso de descumprimento do TAC.*

89. *O agente que celebrar o TAC se obriga a cessar a prática da conduta ajustada; corrigir as não conformidades identificadas pela Aneel, inclusive indenizando os prejuízos delas decorrentes, conforme o caso; informar a todos os consumidores alcançados pelas não-conformidades as medidas adotadas para sua correção e compensação; e realizar os investimentos e implementar as ações previstas no TAC.*

Outras resoluções

90. *Há ainda uma série de resoluções editadas pela Aneel que dizem respeito a aspectos técnico-operacionais essenciais ao bom funcionamento e controle da qualidade na prestação do serviço de energia elétrica.*

91. *São exemplos a Resolução nº 454/2011, que trata dos critérios e condições necessários à entrada em operação comercial e a integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN) de ampliações e reforços no sistema de transmissão, e a Resolução nº 443/2011, que diferencia e informa o tratamento dado a melhorias e reforços em concessões de transmissão, bem como estabelece como responsabilidade do ONS o encaminhamento anual do Plano de Ampliações e Reforços (PAR) ao MME e do Plano de Modernização de Instalações à Aneel.*

92. *Ademais, no bojo de normativos relacionados a aspectos técnicos que influenciam o nível de qualidade do serviço, podem-se citar as Resoluções nºs 191/2005, 68/2004, 67/2004, 265/2003, 281/1999 e 247/1999.*

Problemática da consideração dos Procedimentos de Rede de forma atemporal na aplicação de multas

93. *É atribuição da Aneel ainda a aprovação dos Procedimentos de Rede elaborados pelo ONS com a participação dos agentes, conforme previsto na Resolução nº 372/2009 que autoriza a utilização dos Procedimentos de Rede. Conforme já comentado, referidos documentos definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN.*

94. *Uma vez que esses documentos são periodicamente revisados, os agentes devem garantir que seus equipamentos estejam permanentemente atualizados em conformidade às especificações da última versão aprovada dos submódulos em que se subdividem os procedimentos de rede.*

95. *Guarda certa polêmica esse atendimento tempestivo das atualizações apostas aos Procedimentos de Rede quando a Aneel emprega critérios recém-definidos em processos pretéritos de apuração de multas. Em outras palavras, vê-se que em função da obrigação que os agentes têm em manter seus equipamentos e instalações atualizados em conformidade com a última versão aprovada dos submódulos, que uma exigência não existente no momento da aquisição ou instalação de determinado equipamento pode ser, ainda assim, causa para penalizar o agente em momento posterior, quando uma nova versão dos Procedimentos de Rede trazer consigo a previsão dessa exigência. Essa espécie de retroatividade dos dispositivos dos Procedimentos de Rede dificulta e torna instável a segurança da concessionária acerca do cumprimento desses normativos.*

96. *Dando continuidade a esse tópico, apresenta-se a seguir rápidos comentários acerca de algumas constatações que, por sua importância, merecem ser compartilhadas no bojo deste trabalho, quais sejam: Constatações acerca das multas aplicadas ao ONS e dos critérios para o cômputo do valor das multas.*

4.1.3.1 - Exemplos de discussões associadas à aplicação de mecanismos de regulação/fiscalização

Multas aplicadas ao ONS

97. *Mesmo diante da possibilidade de se multar o ONS (materializada, por exemplo, no Processo de Fiscalização Aneel 48500.001310/2011-6 - referente à atuação do operador no blecaute do dia 4/2/2011, que afetou inúmeros estados do Nordeste, resultando na aplicação de multa ao ONS no valor de R\$ 930.518,82), percebe-se ainda que há um impasse de intrincada solução no que se refere ao efetivo recolhimento do valor apostado às multas executadas.*

98. *Ocorre que o ONS, pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, é custeado, em grande parte, por contribuições dos associados que podem ser repassadas ao consumidor final por meio da Parcela A das tarifas do serviço de energia elétrica ou pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST). Em menor parte, o operador recebe recursos que não estão sujeitos a repasse tarifário de outros associados e agentes, além de outras receitas autorizadas pela Aneel.*

99. *Dessa maneira, o pagamento de multas pelo ONS, considerando as fontes de custeio previstas em seu estatuto, implicaria, em última análise, onerar o consumidor final, responsabilizando quem não é associado por atos da associação, o que não é permitido pelo Código Civil.*

100. *Nesse sentido, de modo a impedir o repasse do pagamento das multas à tarifa paga pelos consumidores finais, a Resolução Normativa Aneel n° 393/2009 deu nova redação ao art. 14, § 4°, inciso I, da Resolução Normativa Aneel n° 63/2004, estabelecendo:*

Resolução Normativa Aneel n° 63/2004

Art. 14. (...)

(...)

§ 4° Tratando-se das entidades responsáveis pela operação do sistema, pela câmara de comercialização de energia elétrica e pela gestão dos recursos provenientes de encargos setoriais, as multas serão determinadas mediante a aplicação dos percentuais referidos no 'caput' deste artigo sobre:

I - o montante do último orçamento anual aprovado pela Aneel (sic), ficando vedado o repasse tarifário da respectiva penalidade'. (grifo nosso).

101. *Diante do dispositivo transcrito, no retromencionado Processo de Fiscalização Aneel48500.001310/2011-6, o ONS entrou com recurso retido em face da emissão do Auto de Infração 073/2011-SFE, alegando que, uma vez que eventuais sobras de caixa são automaticamente deduzidas do orçamento do exercício subsequente (conforme art. 36 de seu estatuto, aprovado pela Resolução Autorizativa Aneel n° 328/2004) e que seu orçamento, aprovado pela agência, não prevê recursos que se destinem ao pagamento de multas, com vistas a não penalizar os agentes associados, a penalidade deveria ser substituída por um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC).*

102. *A Procuradoria-Geral da Aneel (PGE), em seu Parecer 0314/2013-PGE/Aneel/PGF/AGU, avaliou que, mantida a penalidade ou sendo ela substituída por um TAC (que também demanda o desembolso de valores conforme o investimento mínimo previsto no respectivo Plano de ações e/ou investimentos), os recursos a serem despendidos deveriam ser provenientes de contribuições não repassáveis ao consumidor, uma vez que a formalização de*

TAC não deveria servir como via alternativa para exonerar os associados dos atos cometidos pela associação.

103. *As multas aplicadas ao ONS deveriam ser custeadas por seus próprios associados, por meio da instituição de uma contribuição associativa extraordinária, não repassável à tarifa final, caso as contribuições dos associados e eventuais outras receitas sobre as quais não haja a possibilidade de repasse ao consumidor final não fossem suficientes ao pagamento integral da multa.*

104. *Todavia, asseverou a Procuradoria que, para haver fundamento jurídico à imposição, pelo ONS a seus associados, de uma contribuição não repassável aos usuários, seria necessária ou a alteração do estatuto da entidade ou a edição de resolução normativa por parte da Aneel. Nesse ínterim, a cobrança da multa deveria ser suspensa. Restaria aguardar que a alteração normativa se desse dentro do prazo prescricional de cinco anos após o julgamento final da matéria, de modo a viabilizar a cobrança.*

105. *Em sua decisão, a Diretoria da Aneel, seguindo o voto do relator da matéria, negou a celebração de TAC com o ONS e recusou o entendimento da Procuradoria quanto à necessidade de suspensão da cobrança da multa, ressaltando que outro processo punitivo da agência reguladora já havia aplicado multa àquela entidade, qual seja o Processo 48500.001973/2010-31.*

106. *Referido processo aplicou multa ao ONS no valor de R\$ 1.111.654,13, mas a matéria encontra-se atualmente sob disputa no poder judiciário.*

107. *Atualmente, encontra-se em trâmite na Aneel o Processo 48500.002019/1998-29, que passou por audiência pública e cujo último andamento consta do dia 16/7/2013. Referido processo trata da alteração normativa com vistas à previsão de uma contribuição custeada pelos associados do ONS, sem possibilidade de repasse ao consumidor, para o pagamento de penalidades sofridas pela entidade.*

Constatações dos critérios para o cálculo do valor das multas: Estatais X Empresas Privadas

108. *No que se refere aos critérios empregados para o cálculo do valor das multas há que se assentar alguns comentários, tendo em vista a percepção de certo desequilíbrio ao se comparar os efeitos da aplicação de tais critérios para as Estatais (em contratos mais antigos – não licitados) e para os entes privados.*

109. *Em primeiro lugar, há que se considerar que ao contrário de grande parte dos empreendimentos das estatais, as empresas privadas prestadoras do serviço público de energia elétrica, em geral, constituem sociedades de propósito específico (SPE) a cada leilão para concessão de empreendimentos de transmissão de energia do qual participam.*

110. *Dessa forma, os critérios presentes no artigo 14 da Resolução nº 63/2004 (replicado novamente abaixo), acabam por penalizar em maior grau as empresas estatais, uma vez que o valor sobre o qual incidirá o cálculo das multas será maior, gerando passivos de maior vulto a essas empresas. Ao contrário, por compartimentar seus empreendimentos sob diferentes SPEs, as empresas privadas terão suas penalidades calculadas sobre valores significativamente menores. Tal fato possibilita a existência de montantes expressivamente desiguais de multa aplicados para um mesmo tipo de infração cometida.*

‘Art. 14. Sem prejuízo do disposto em regulamento específico ou contrato de concessão, os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de auto-produção e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração (...)

(...)

Art. 15. Na fixação do valor das multas serão consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pela infratora e a existência de sanção administrativa irrecorrível, nos últimos quatro anos'. (grifos acrescidos).

111. *Em segundo lugar, a aplicação de multas, conforme estabelecido na parte final do artigo 15, anteriormente transcrito, leva em consideração a existência de sanção administrativa irrecorrível, nos últimos quatro anos. A organização sob novas SPEs, a exemplo do que ocorre com o montante sobre o qual são calculadas as multas, gera impactos diferenciados sobre empresas estatais e privadas. Essas últimas, ao constituírem novas SPEs, acabam por limpar o histórico de sanções administrativas sofridas nos últimos quatro anos. Ao contrário, as empresas estatais levarão consigo o histórico completo de sanções recebidas, o que torna ainda mais desigual o cálculo de suas multas em relação às concessionárias privadas organizadas sob a forma de SPEs.*

112. *Um terceiro ponto a ser considerado na fixação do valor das multas é que não há previsão normativa que trate as especificidades próprias de cada concessionária como possíveis fatores mitigantes da conduta a ser penalizada. São exemplos as concessões do norte do país, em que o critério de segurança 'n-1' não se encontra, até o momento, integralmente implantado (tópico 4.3), o que torna mais complexas as atividades de manutenção. Ademais, tem-se que a logística de atuação enfrenta contratempos como as particularidades de dimensionamento daquela região, com linhas de transmissão extensas que conferem um caráter singular na tarefa de restabelecimento, bem como o difícil acesso aos locais das ocorrências.*

113. *Concluída essa exposição abreviada do suporte regulatório já antecipando alguns desafios enfrentados pela Aneel quando da aplicação das resoluções que norteiam sua atuação, passa-se ao resultado do levantamento das perturbações em si.*

Quanto à utilização pela Aneel de relevantes informações relativas ao desempenho do Setor

114. *Conforme já adiantado alhures cabe repisar que ao longo do presente trabalho foram requisitados aos órgãos envolvidos na fiscalização relevantes indicadores contidos nos Procedimentos de Rede, a exemplo do Relatório de índice de Robustez (RSIN), citado em detalhes no item 4.3 desta instrução.*

115. *A elaboração dos relatórios com os indicadores de segurança do sistema, em regra, é de responsabilidade da ONS. Contudo, na medida em que se trata de informações estratégicas para o acompanhamento do desempenho do setor, a equipe por diversas vezes requisitou tais dados à Aneel.*

116. *Nada obstante, a agência informou que, apesar de a disponibilização de tais dados ocorrerem tão logo serem gerados pelo ONS, não dispunha dessas informações durante os trabalhos deste levantamento (já que não havia requisitado ao Operador), por entender serem dados não necessários ao exercício de suas competências (ao menos até aquele momento).*

117. *Por conta disso, cabe anotar a provável incoerência em tal declaração com um dos principais deveres da Aneel, qual seja o de fiscalizar o Setor Elétrico. Isso porque resta intrincado conceber os indicadores afetos à segurança elétrica do SIN como uma fonte de informação dispensável por parte da agência.*

4.2 Perturbações no SIN

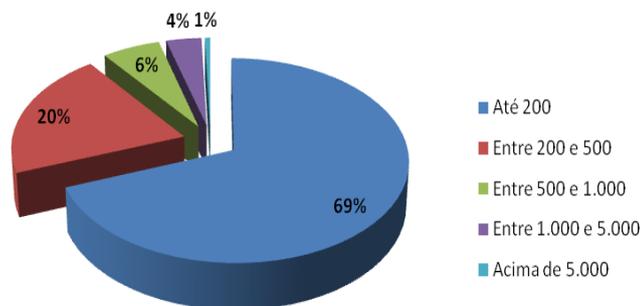
118. *Inicialmente cumpre estabelecer uma distinção básica e fundamental para o correto entendimento das nuances deste levantamento, qual seja, entendam-se como apagões ou blecautes os eventos associados ao suprimento elétrico (fatos associados a inconformidades detectadas na geração, transmissão ou mesmo distribuição).*

119. Os blecautes retrocitados não se confundem com os problemas advindos de questões associadas ao risco de racionamento (como o vivenciado pelo Brasil em 2001). Nesse caso, há complicações no balanceamento entre a capacidade firme de geração e a demanda (suprimento energético).

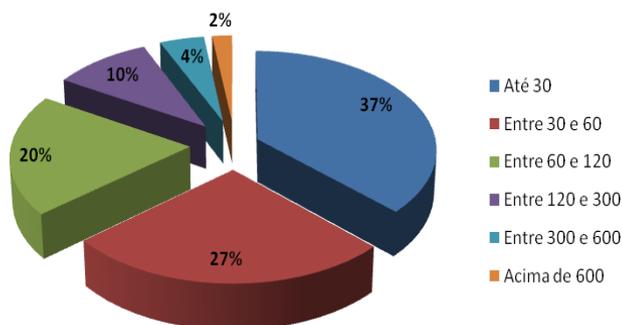
120. Finda esta distinção cumpre repisar que este trabalho tem o fito de estudar os apagões, ou seja, as perturbações registradas na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional nos últimos oito anos, com ênfase para as ocorrências de maior porte.

121. Num mapeamento inicial, valendo-se de dados colhidos no site do ONS (Boletim Semanal da Operação – Principais ocorrências no Sistema Interligado Nacional dados desde agosto de 2005) foi possível, a partir de 893 perturbações na Rede Básica do SIN, construir os gráficos da Figura 02, que apresentam, respectivamente, a distribuição dos eventos conforme: (i) a magnitude, ou seja, segregadas pelo total de carga indisponível decorrente da perturbação, (ii) o tempo total de recomposição da carga após a perturbação; (iii) a localização geográfica; e (iv) o local de origem da manifestação dos eventos (se na linha de transmissão, na subestação ou na geração de energia elétrica).

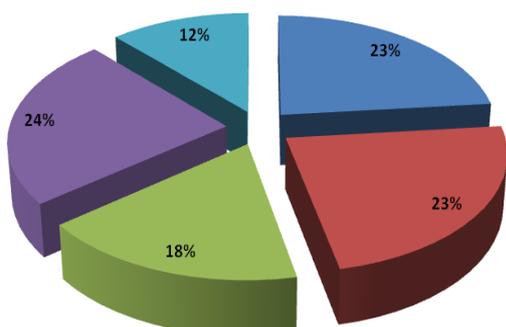
MAGNITUDE DOS EVENTOS (MW)



TEMPO PARA RECOMPOSIÇÃO TOTAL (MIN)



Nº DE EVENTOS POR REGIÃO GEOGRÁFICA



FOCO DA MANIFESTAÇÃO DOS EVENTOS POR SEGMENTO

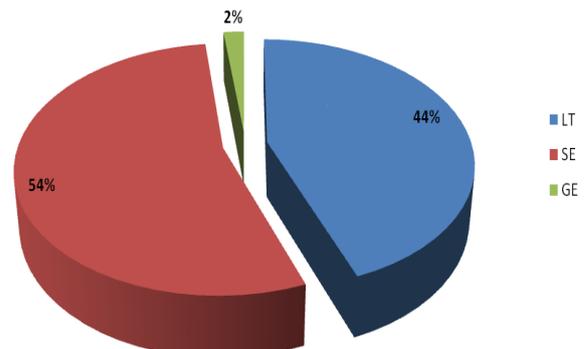


Figura 02 – Síntese das principais ocorrências no SIN – dados do site do ONS (Boletim Semanal da Operação)

122. *Pelas distribuições verificadas nos gráficos de setores da Figura 02 acima se percebe que a maioria dos eventos, 69%, compreende cortes de cargas até 200 MW, cuja área de influência equivale aproximadamente a uma cidade de 730 mil habitantes (considerando um consumo médio per capita de 0,274 kWh/hab.). Já eventos que ocasionaram cortes de carga acima de 1000 MW, cuja área de influência equivalente a uma cidade de 3,5 milhões de habitantes, somam 5% do total de perturbações registradas. Dessa forma, em que pese terem grande repercussão, pois afetam por muitas vezes grandes regiões do país, as perturbações acima de 1000 MW representam uma parte marginal das arredondados).*

123. *Ainda, observando a Figura 02, vê-se que a maior parte das perturbações (soma das parcelas de 37%, 27% e 20%) tem o processo de restabelecimento finalizado em até 120 minutos a partir do seu início. Com relação à localização geográfica dos apagões, observa-se que a frequência desses eventos é menor nas regiões Sul e Centro-Oeste (12% e 18% respectivamente), tendo as demais, números bastante similares (24%, 24% e 23%). Por fim, colhe-se que a imensa maioria dos blecautes (44% somado a 54%) tem sua origem vinculada a problemas nas linhas de transmissão ou nas subestações, restando extremamente discreta (2%) a participação da geração como origem das perturbações.*

124. *O tratamento dos dados acerca das perturbações levantadas no sítio do ONS, conforme a Figura 02 possibilitou à equipe de auditoria estabelecer os critérios mais relevantes quando da definição de sua amostra. Ou seja, a partir do comportamento dessas 893 perturbações retiradas do sítio do ONS, pôde a equipe de auditoria melhorar sua percepção das variáveis mais relevantes de modo que foi possível a delimitação de um espaço amostral compatível com o planejamento deste levantamento.*

125. *Desta forma, baseando-se nas informações disponíveis até a fase de planejamento, definiu-se essa amostra, mais refinada, de 46 perturbações cuja relação completa é trazida no Anexo I. Cabe assentar que tal rol de eventos foi delineado com base em características qualitativas (região/estados atingidos, setores envolvidos – LT/GE/SE, época) e quantitativas (magnitude e tempo para recomposição). Ademais, procurou-se englobar perturbações em várias faixas de carga interrompida de modo que se desse maior representatividade às ocorrências de maior porte.*

126. *Assim, foram selecionados eventos que contemplaram todas as regiões geográficas do país. Também, como premissa para seleção da amostra foram escolhidos 19 eventos de grande magnitude (acima de 1000 MW de corte de carga), 11 eventos com corte de carga entre 500 e 1000 MW, 9 eventos com corte de carga entre 200 e 500 MW e 7 eventos com corte de carga abaixo de 200 MW.*

127. *Vale também comentar que tanto o tamanho da amostra (46 elementos) como o processo de escolha desses dados (amostragem) consistiu numa seleção por julgamento (vide glossário), dado que não se conhecia de antemão o trabalho que seria despendido em cada dado (aqui considerado sendo cada perturbação individualmente).*

128. *Dos eventos de grande magnitude, destacam-se, a título de exemplo, os apagões ocorridos no Nordeste em agosto de 2013 (10.900 MW) e em setembro de 2012 (4.188 MW); no Centro-Oeste e Sudeste em outubro de 2012 (5.575 MW) e dezembro de 2012 (8.166 MW); e a falha no sistema de transmissão de Itaipu, em novembro de 2009, que atingiu 18 estados da Federação (28.800 MW). Antes de entrar na análise das causas das perturbações selecionadas para compor a amostra, passa-se a uma breve descrição das atividades que sucedem um evento com algum impacto no sistema elétrico.*

129. *Entre os atores envolvidos (MME, ONS, Aneel e agentes concessionários) há todo um procedimento bem definido no que tange à atuação de cada ator quando da ocorrência de uma perturbação.*

130. De plano, vale assentar que o processo é conduzido pelo ONS, que junto com os agentes fazem as comunicações iniciais à Aneel e ao MME. Tais comunicações, realizadas por meio de ligações e pelo envio do Informe Preliminar de Interrupção de Energia no SIN (IPIE), são bastante incipientes, contudo tem um papel primordial de proteção institucional dos agentes de governo envolvidos.

131. Ato contínuo, o Operador e as concessionárias envolvidas focam os esforços inicialmente na recomposição do SIN na intenção de minorar os impactos negativos decorrentes de qualquer interrupção de carga. Na sequência, inicia-se a análise propriamente dita da perturbação. Esta etapa contempla a convocação pelo ONS de todos os envolvidos e tem o objetivo de identificar as causas, apurar responsabilidades e definir quais as recomendações são necessárias. Essa fase é estritamente técnica e passa pelo cálculo do Grau de Impacto das Interrupções de Energia (GIE) que subsidia a categorização do evento no relatório ainda em caráter preliminar denominado Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia no SIN (BISE).

132. Basicamente, o ONS, no cálculo do grau de impacto das perturbações, considera, de forma ponderada, cinco fatores: total de carga interrompida, tempo de interrupção, horário do evento, abrangência e população afetada (Anexo III). Portanto, dada a completude do grau GIE, tem-se que qualquer análise mais aprofundada de uma perturbação tem de levar em conta esse fator.

133. Ainda com relação ao GIE, vale explicar que há necessariamente duas notas distintas: uma atribuída ao impacto do evento no SIN e outra relacionada com cada estado da federação afetado pela perturbação, conforme a Tabela 01:

Grau de Impacto da Interrupção de Energia (GIE) - SIN	Classificação (A)	Grau de Impacto da Interrupção de Energia (GIE) - POR ESTADOS	Classificação (B)
$9,5 < GIE \leq 10$	Blecaute extremamente grave	$9,5 < GIE \leq 10$	Distúrbio extremamente grave
$8,5 < GIE \leq 9,5$	Blecaute muito grave	$8,5 < GIE \leq 9,5$	Distúrbio muito grave
$7,0 < GIE \leq 8,5$	Blecaute grave	$7,0 < GIE \leq 8,5$	Distúrbio grave
$5,5 < GIE \leq 7,0$	Perturbação de grande porte	$5,5 < GIE \leq 7,0$	Distúrbio de grande porte
$4,0 < GIE \leq 5,5$	Perturbação de médio porte	$4,0 < GIE \leq 5,5$	Distúrbio de médio porte
$2,5 < GIE \leq 4,0$	Perturbação de pequeno porte	$2,5 < GIE \leq 4,0$	Distúrbio de pequeno porte
$GIE \leq 2,5$	Perturbação de efeito restrito	$GIE \leq 2,5$	Distúrbio de efeito restrito

Tabela 01 – Nomenclatura empregada para classificar a severidade das perturbações - cada evento tem necessariamente uma nota na coluna (A) e pelo menos uma (a depender do número de estados) da coluna (B) – Fonte: Anexo III

134. Outro aspecto que revela a importância do GIE é o fato de que os prejuízos financeiros de qualquer evento podem em alguma medida ser relacionados à carga não suprida (MWh – produto da carga interrompida pelo tempo até a recomposição), juntamente com a classificação do GIE (vide Anexo III – variáveis para a ponderação do GIE – tópico 3, primeira coluna – ‘Formulação – Aspectos Considerados’). Essa informação foi obtida junto a técnicos da ONS e da Aneel, embora os prejuízos não sejam avaliados sistematicamente pelo ONS ou pela Aneel.

135. O Boletim de Interrupção, que segue o estabelecido na Rotina Operacional para emissão do BISE, é elaborado para eventos com interrupção de carga superior a 100MW e com

duração maior que dez minutos. A rotina não prevê emissão do BISE para os casos de interrupção apenas na geração, nem para eventos de maior magnitude com curta duração.

136. *A depender de critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede (submódulo 22.3), a análise da perturbação, com investigação de causas e determinação de medidas preventivas e corretivas, pode ensejar a confecção de um relatório especial: o Relatório de Análise da Perturbação (RAP) com a participação do ONS, dos agentes envolvidos, da Aneel e do MME. Essa análise conjunta leva em conta aspectos relativos à proteção e controle, à operação em tempo real e à segurança elétrica. O RAP deve abordar: (i) a situação do sistema antes da perturbação, (ii) a descrição da perturbação, (iii) a sequência de eventos (desligamentos automáticos e manuais e a recomposição do sistema), (iv) a avaliação de desempenho dos dispositivos de proteção, (v) a carga interrompida e a duração da interrupção, (vi) as conclusões da análise, (vii) as providências e as recomendações que possuem força de determinação.*

137. *Há ainda a classificação dos eventos conforme seu grau de impacto em todo o SIN e por estado da federação afetado. Uma amostra do cálculo desses índices pode ser consultada no Anexo III.*

138. *As perturbações que não são objeto de RAP e do BISE são tratadas no relatório intitulado Síntese Gerencial Semanal. Caso a interrupção tenha uma carga não suprida maior ou igual a 20 MWh há a sua publicação no site do ONS.*

139. *Por fim, está disposta no Anexo IV uma representação contendo maiores detalhes do fluxo de ações concernentes aos apagões.*

140. *Em resposta aos Ofícios de Requisição 01 e 02-736/2013-TCU/SecobEnergia (peças 20 a 23) pôde a equipe de auditoria se deparar com as premissas empregadas pelo Operador que corroboraram a validade técnica da amostra adotada pela unidade técnica do TCU (Anexo V).*

141. *Dessa forma, passa-se à análise dos dados coletados (primeiramente quanto às causas) relativos aos eventos que constituem a amostra da equipe de auditoria.*

4.3 Levantamento das principais causas

142. *O processo de melhoria de segurança elétrica é algo contínuo, face às alterações constantes de topologia da rede, das cargas, da entrada em operação de novas usinas, incorporação de novos tipos de geração e mudanças das condições ambientais.*

143. *Assim sendo, é importante salientar que a ocorrência dos apagões, embora com consequências desagradáveis, representa uma oportunidade ímpar de profundas reavaliações, diagnósticos e revisões de procedimentos. Em face de tais eventos, uma série de ações conjunturais deve então ser tomada com objetivo de se evitar a reincidência dessas ocorrências, ou ao menos, mitigar as suas consequências.*

144. *Esse caminho passa, invariavelmente, pela identificação das causas. Desta maneira, as análises de perturbações se constituem para todos os sistemas elétricos em um importante recurso de 'feedback', para identificar e implantar melhorias para o desempenho dos sistemas, ainda que haja a limitação de que as perturbações são diferentes umas das outras e, via de regra, decorrem de mais de uma causa.*

145. *São vários os motivos que podem explicar as falhas no sistema de transmissão e geração que acarretam os apagões: falta de investimentos em estrutura e tecnologia; insuficiência de manutenção e de substituição de equipamentos ultrapassados; ausência de sistemas de proteção da rede e de prevenção de variações na tensão; aparelhos fora do padrão; problemas estruturais em subestações; falhas humanas; erros de comando; fenômenos naturais, como vento, chuva, raios e incêndios na faixa de servidão, entre outros.*

146. *Dentre essas causas há aquelas que são de identificação mais rápida. Outras, contudo, exigem ensaios, inspeções em campo, longos debates técnicos e, por isso, demandam um tempo maior para a sua perfeita apuração. Numa abordagem mais generalista, podem-se*

associar os diversos tipos de causas possíveis conforme o diagrama Ishikawa apresentado no Anexo V. Neste trabalho, buscar-se-á restringir o rol de todas essas causas contidas no aludido diagrama em conformidade com a amostra definida pela equipe.

147. *Inicialmente, cumpre assentar que o ‘Relatório de Análise Estatística das Perturbações Ocorridas na Rede Básica do SIN’, previsto no Submódulo 25.3 dos Procedimentos de Rede, não esteve acessível à equipe de fiscalização, haja vista que somente a partir de 2014 (segundo resposta ao Ofício de Requisição 01-736/2013-TCU/SecobEnergia – peça 24, p. 04) terá o ONS ferramentas computacionais adequadas para a emissão de tal relatório. Com isso, a equipe teve de recorrer a várias fontes de informação, que nem sempre traziam os resultados consolidados e tratados estatisticamente.*

148. *Deste modo, partindo-se de dados do BISE (relatório preliminar) e de dados da Aneel (advindo de tratamento de todas as perturbações – mais de 18 mil registros – feitos pelos técnicos da Agência com base em todo o histórico contido no sítio do ONS) adstritos à amostra da equipe (obtidos em resposta aos itens 2.b e 2.c.1 do Ofício 02-736/2013-TCU/SecobEnergia – peça 21, p. 5 e peça 32) foi possível combinar os índices de gravidade contemplados nos boletins (Anexo III) com as macrocausas das perturbações típicas do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), escolhidas a partir de planilhas de controle empregadas pelo próprio ente regulador do setor (Aneel).*

149. *O resultado dessa análise é encontrado na Figura 03, na qual se traz o percentual de causas-raiz das interrupções associadas a todos os eventos da amostra (46 eventos). Representa-se também o percentual de cada uma dessas causas-raiz relacionadas somente às perturbações mais severas que constam da amostra (24 eventos).*

150. *Para a escolha dessas perturbações mais severas foram descartadas aquelas com Grau de Impacto do Evento menores ou iguais à gravidade ‘de pequeno porte’ (GIE menor ou igual a 4,0 –Tabela 1). O resultado completo que subsidiou a construção dessas figuras está contido no Anexo V.*

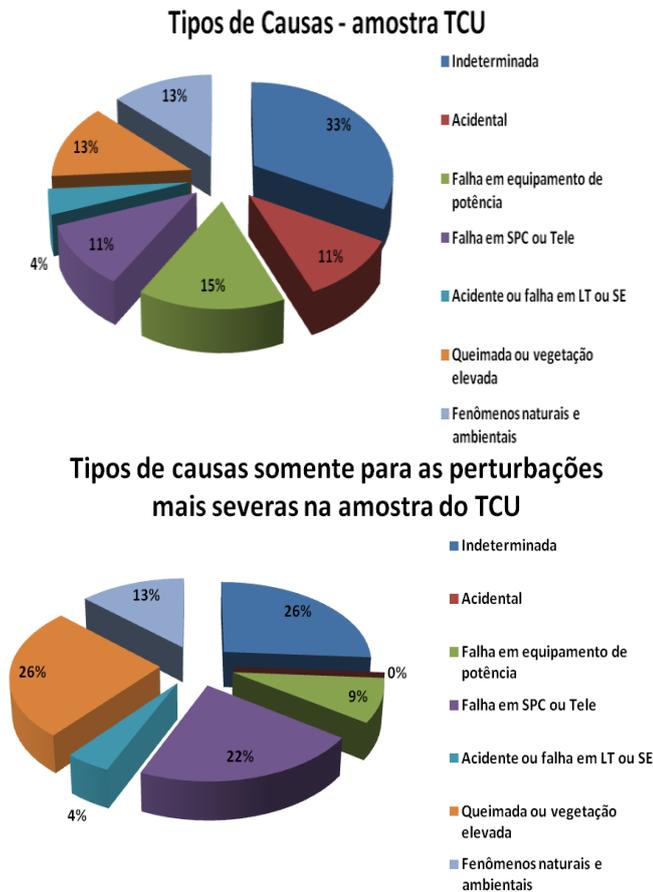


Figura 03 – Representatividade dos tipos de causas

151. Dos gráficos expressos na Figura 03, percebe-se o papel diferenciado que tem a apuração aprimorada das causas já que nos dois cenários (total da amostra do TCU e perturbações mais severas da amostra do TCU) houve uma prevalência bem distinguível do tipo 'indeterminada'. Apenas num momento posterior, quando do cumprimento das recomendações proferidas pelo ONS por meio do Relatório de Análise de Perturbações (RAP), ocorre o aprofundamento da apuração da causa da perturbação a ponto de identificar o real motivo da interrupção e afastar a classificação inicialmente definida como indeterminada.

152. A constatação acima indica uma dificuldade inerente à complexidade deste setor no que tange à identificação ágil das causas dos fenômenos de interrupção das cargas. A julgar pelo volume e teor das recomendações efetivadas (551 para a amostra da equipe de 46 eventos - próximo tópico) nota-se que apesar dos esforços direcionados para a detecção da causa-raiz, muitas vezes o esclarecimento da perturbação só é possível num momento posterior, conforme exposto anteriormente.

153. Tais percepções são ainda corroboradas por outras análises expeditas desenvolvidas por esta equipe, nas quais foram segregados eventos com interrupções de carga em quatro faixas (acima de 100 MW, acima de 200 MW e acima de 400 MW, e acima 1000 MW) utilizando-se para isso de todos os dados disponíveis na Aneel (Anexo V – parte B partindo-se de 18 mil perturbações).

154. Naturalmente, uma parcela dessas causas tipificadas como 'indeterminadas' são esclarecidas posteriormente. Geralmente, consta nas recomendações direcionadas aos agentes (dentro dos RAPs) a exigência da completa investigação nos casos em que inicialmente a identificação das causas se mostrou mais complicada. O tópico seguinte demonstrará o nível de evolução na apuração das perturbações presentes na amostra selecionada. Em outras palavras, a análise das causas salta de um patamar preliminar para algo mais definitivo quando se sopesam os documentos relacionados às recomendações (estágio mais evoluído desse processo).

155. Ainda assim, chama a atenção a representatividade percebida para as causas do tipo 'indeterminada', especialmente quando considerados outros fatores que tornarão o processo de investigação cada vez mais intrincado ante a complexidade crescente do SIN, muito por conta de:

i) participação crescente de fontes de energias renováveis (eólicas/solar), com ênfase pra eólica em função da complementaridade com a energia hidráulica e do potencial de até 300 GW para cada torre de 100m. Os principais desafios na integração das usinas eólicas basicamente são: i) desempenho dinâmico durante distúrbios; ii) previsão de vento a curto prazo e programação da geração; iii) necessidade de reserva girante adicional; iv) provável existência de usinas hidráulicas a fio d'água como back up das eólicas e v) potência reativa suprida pelas eólicas;

ii) advento da geração distribuída com a maior participação dos consumidores e das distribuidoras;

iii) inserção das redes inteligentes;

iv) geração cada vez mais distante dos centros de carga com a transmissão de grandes blocos de energia da região amazônica para o sudeste e nordeste em ultra alta tensão;

v) dificuldades crescentes para construir usinas com reservatório o que reflete na redução gradativa da regularização plurianual;

vi) operação de cada vez mais pontos do sistema por diversos agentes.

156. Valendo-se das mesmas fontes supracitadas (Figura 03 e Anexo V) há certo destaque para falhas enquadradas como 'Falha em SPC ou Tele' (descrição associada aos sistemas de proteção e controle e telecomunicações). Não por acaso já se identificaram robustos programas de melhorias nessas áreas, a exemplo do Plano de Ampliação e Reforços (PAR) que traz a visão do ONS sobre as ampliações e os reforços da Rede Básica necessários para preservar a segurança e o desempenho da rede, garantir o funcionamento pleno do mercado de energia e possibilitar o livre acesso a todos.

157. Outro dado que chama a atenção refere-se à representatividade associada às causas de menor controle humano: 'Queimada ou vegetação elevada' e 'Fenômenos da Natureza'. Descartadas as causas ainda indeterminadas, essa combinação lidera com 39% (soma de 26% com 13%) o ranking para os eventos de maior severidade. Quando da análise das recomendações (tópico 4.4), tentar-se-á confirmar a força dessa combinação de causas como a origem de muitos eventos.

158. Abordando agora sob outro ângulo, cabe salientar que para alguns dos eventos altercados foi possível a mensuração do tempo médio de recomposição, assim definido com a razão entre a energia não suprida (MWh) e a carga média interrompida (MW).

159. Tal variável é de fundamental interesse quando se intenta quantificar as consequências de cada perturbação. Tal estratégia se mostra relevante quando se intenta anotar que tipo de causa implica maiores inconvenientes, aqui medidos pelo tempo demandado ao restabelecimento total do SIN. A Figura 04 apresenta o tempo médio de recomposição em função das causas para a amostra selecionada (detalhes de construção no Anexo V).

Causas X Tempo Médio de Recomposição (min)

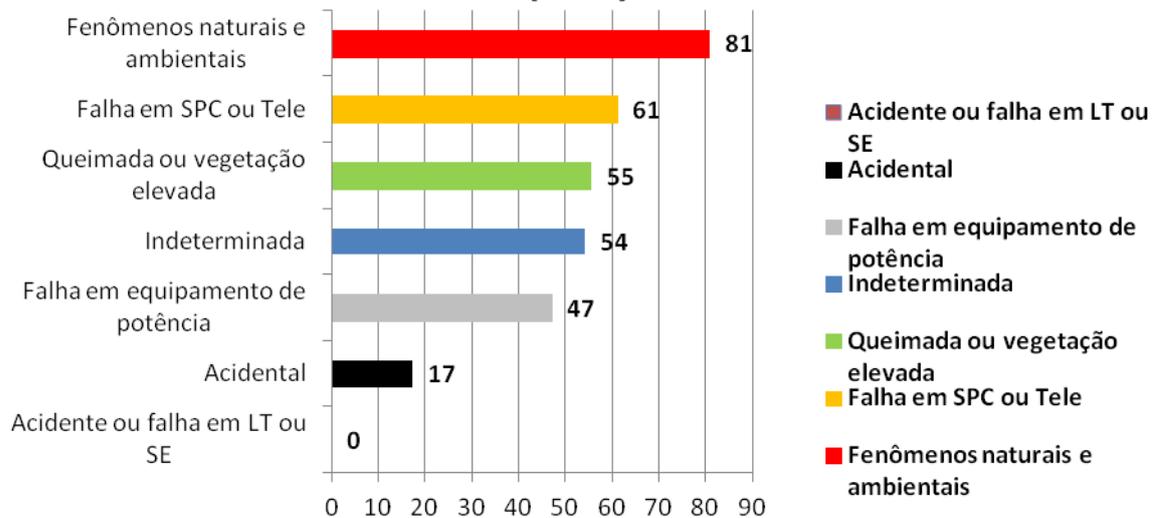


Figura 04 – Tempo médio de recomposição por tipo de causa (não houve eventos estudados para ‘Acidente ou falha em LT ou SE’ – por isso o valor zerado)

160. Pode se verificar na Figura 04 que os fenômenos naturais (chuvas intensas, ventos fortes, grandes descargas atmosféricas) provocam os apagões mais prolongados. Associando-se tal parcela ao impacto das ‘queimadas ou vegetação elevada’ – tipos de causa onde o controle humano também é mais restrito – percebe-se um montante significativo que pode ser associado a fontes alheias às instalações em si.

161. Essa constatação serve pra avaliar a real eficiência do sistema, mais especificamente de situações encontradas no critério de segurança adotado (‘n-1’), uma vez que eventos de longa duração causados por fenômenos naturais ou queimadas podem significar que os equipamentos reservas ou linhas alternativas existentes (redundâncias ou contingências) não seriam suficientes a garantir a continuidade do fornecimento ou um retorno mais célere da rede diante de um abalo.

162. Assim, por exemplo, tem de se examinar o caso de redundâncias empregadas por meio da passagem de dois circuitos nas mesmas torres de transmissão, na mesma faixa de servidão ou ainda, no cruzamento de circuitos. Isso porque, por trataram-se de eventos localizados, um raio ou uma queimada pode comprometer simultaneamente a linha com carga e a sua respectiva contingência.

163. Ainda da Figura 04, constata-se que os três fatores que ocasionam blecautes de maior duração são os mesmos fatores relacionados aos eventos de maior severidade (Figura 03). Essa observação (que exclui as perturbações com causa ainda ‘indeterminada’) serve para atestar a razoabilidade da análise de dados realizada pela equipe, quando se perscrutam minudentemente as premissas de cálculo do GIE (Anexo III).

164. Frise-se que, por meio de visita técnica ao ONS, os técnicos daquela instituição confirmaram que o software de previsão de descargas atmosféricas é bem mais preciso do que o programa empregado para a detecção de queimadas (ambos, fruto de parceria com o INPE). Sabe-se, por exemplo, que o ONS reduz preventivamente a potência transferida no sistema de Itaipu para resistir à saída simultânea de três circuitos fechados (critério ‘n-3’, ou seja, de redundância tripla) quando há indicações de tempestades severas (informação em tempo real) ao longo das linhas. Por outro lado, o sistema de monitoramento das queimadas por satélite tem a ressalva de ser em ‘tempo quase real’. Por conta disso é que tanto a Aneel quanto o ONS (por meio de reuniões e visitas técnicas) demonstraram ter ciência de se investir mais nas

ferramentas computacionais adstritas a detecção das queimadas (sistema que depende da passagem de satélites sobre as áreas de interesse).

165. *Portanto, da combinação da Figura 03 (para as perturbações mais severas) com a Figura 04, há um indicativo da necessidade de se investir mais em recursos de infraestrutura que propiciem a detecção mais célere das queimadas. Um dado que ampara tal entendimento é de que o setor elétrico despendeu cerca de R\$ 600 milhões de reais entre janeiro e outubro de 2010 com a geração térmica adicional devido às queimadas na vizinhança da linha SIN-Acre/Rondônia (artigo da empresa de consultoria do setor elétrico PSR – peça 29).*

166. *Torna-se oportuno ventilar, ainda que brevemente, alguns comentários relativos a uma abordagem mais macro do tempo de interrupção (sem se considerar a distribuição das causas).*

167. *Internacionalmente emprega-se o TMI (tempo médio de interrupção) advindo da razão entre a energia não suprida no ano (MWh) pela demanda média do ano (MW médio). A vantagem deste indicador é que ele possibilitaria a comparação do Brasil com outros países, não fosse pelo fato de o ONS utilizar no cálculo do seu indicador de interrupções (ISS) a demanda de ponta (máxima). A Figura 05 traz o comportamento dos minutos sob interrupção de carga para a demanda máxima (calculado pela empresa de consultoria PSR – peça 29)*

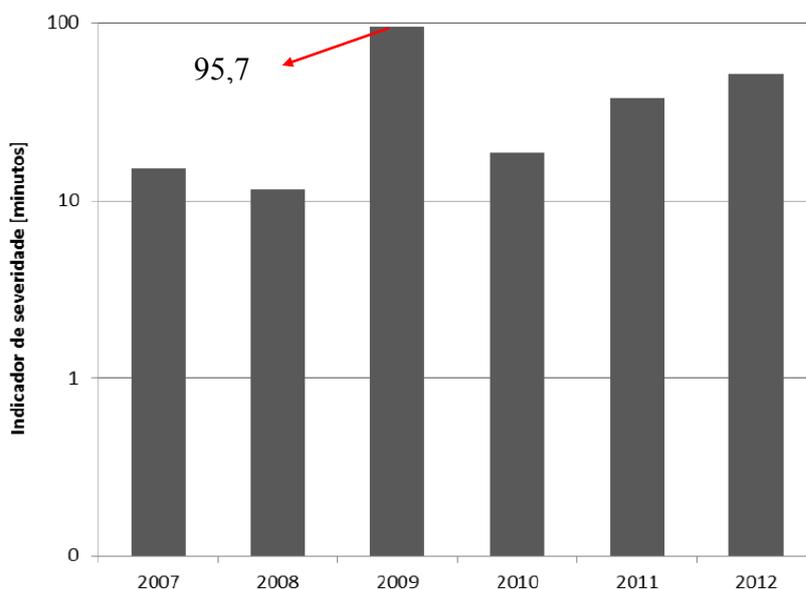


Figura 05 – Indicador de interrupções ISS (em minutos-demanda de ponta) – eixo das ordenadas em escala logarítmica (fonte PSR ER 09/2013 – peça 29)

168. *Assim, dada a escala logarítmica, tem-se, como exemplo, que todas as interrupções de carga sofridas na Rede Básica do SIN para o ano de 2009 equivaleriam a uma única interrupção com duração de 95,7 minutos interrompendo a carga de demanda máxima do SIN daquele ano.*

169. *Dois outros fatos emergem da Figura 05: a adequabilidade do ISS em representar os eventos de maior severidade (2009, por exemplo, tem o pior desempenho por conta do grande blecaute de novembro daquele ano); e a tendência de piora relativa nos últimos anos.*

170. *Com o fito de se apurar a adequabilidade do desempenho acima (valores absolutos – minutos da Figura 05) apresenta-se a Tabela 02 extraída do submódulo 23.3 dos Procedimentos de Rede do ONS:*

Classificação	Severidade S (sistema-minuto)	Interpretação	Comentário
Grau 0	$S < 1$	favorável	condição operativa de baixíssimo risco (azul)
Grau 1	$1 \leq S < 10$	satisfatório	condição operativa de baixo risco (amarelo)
Grau 2	$10 \leq S < 100$	limitrofe	condição operativa de risco médio (alaranjado)
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	grave	sério impacto p/ vários agentes / consumidores (vermelho)
Grau 4	$1000 \leq S$	muito grave	grande impacto p/ muitos agentes/consumidores, colapso do sistema,

Tabela 02 – Diretrizes para classificação de níveis de severidade

Fonte: Procedimentos de Rede, submódulo 23.3

171. Segundo o aludido submódulo 23.3, em linhas gerais o desempenho do sistema é considerado adequado se o valor do sistema-minuto de interrupção for inferior a 21 minutos.

172. De posse dessa informação, há como combinarem-se os resultados da Figura 05 com as premissas da Tabela 02 e se obter o seguinte resultado:

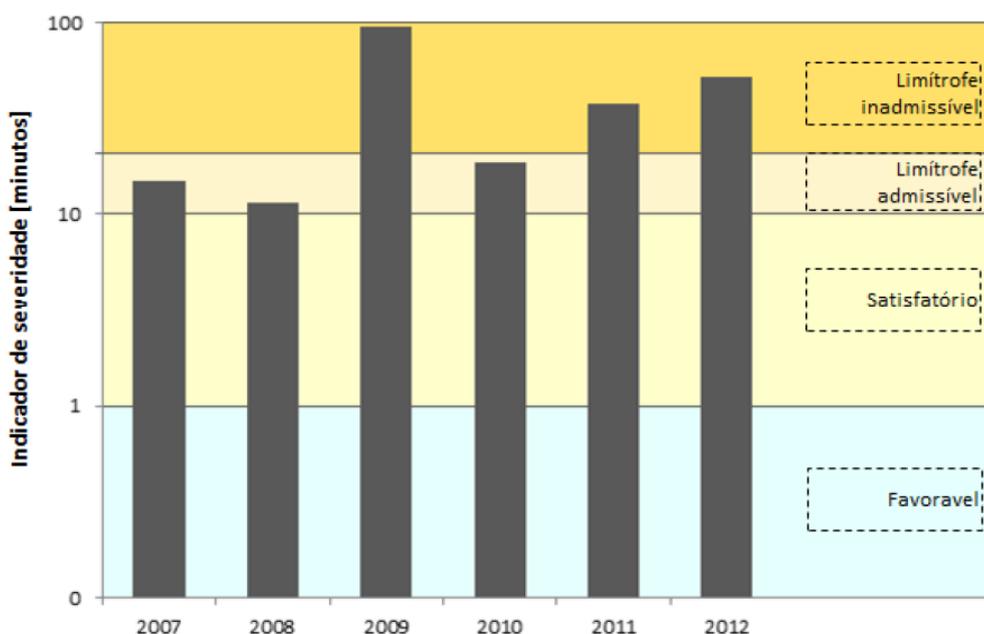


Figura 06 – ISS (escala logarítmica) com classificação de desempenho do ONS (fonte PSR ER 09/2013)

173. Dessa abordagem mais macro do tempo de interrupção, conclui-se que o desempenho do sistema vem piorando, e pode ser considerado insatisfatório pelos critérios de classificação dos Procedimentos de Rede do ONS, o que agrega ainda mais importância à análise promovida ao se distinguir quais as causas que mais contribuem para esse nível de performance.

174. Além dessas causas de tipificação mais direta, ou mais habitual à operação, indicadas nas Figuras 03 e 04 há outras percebidas pela equipe de fiscalização e que merecem a devida evidência, especialmente porque podem ser compreendidas como antecedentes daquelas.

175. A primeira dessas causas remete à principal premissa, que é de se operar o SIN com um nível de redundância, denominado critério de segurança 'n-1', de forma que, caso haja

algum evento danoso em algum ponto do sistema, outra rede absorva e escoe a energia necessária para a não interrupção do fornecimento.

176. *Por conta disso, para avaliar se as perturbações estudadas podem estar associadas, em alguma medida, a insuficiência do critério de redundância adotado ('n-1'), examinaram-se inicialmente aspectos relacionados à segurança estabelecidos num dos Módulos dos Procedimentos de Rede.*

177. *Dentro dos Procedimentos de Rede há o submódulo 25.5 (Indicadores de segurança elétrica) em que se encontram doze índices que mensuram a confiabilidade da Rede Básica do SIN. Para cada um desses índices há 'agregações', que funcionam como filtros discretizando o resultado desses fatores em função do sistema, região, agentes e período (mensal ou anual).*

178. *Apurando em particular o Índice de Robustez do Sistema (RSIN) que retrata a razão entre o número de perturbações sem corte de carga no sistema (rede básica) e o número de perturbações no sistema, há alguns resultados que requerem realce. Deste modo, caso o RSIN valha 100 significa que os consumidores não perceberam os efeitos negativos (interrupção no fornecimento) para nenhuma das perturbações ocorridas.*

179. *Nessa esteira, de acordo com a resposta enviada pelo ONS em atendimento ao item 2.1 do Ofício de Requisição 07-736/2013-TCU/SecobEnergia (peça 10) foi possível construir, por meio de valores médios (apurados mês a mês) o desempenho do indicador RSIN para quatro regiões conforme a Figura 07 (detalhes da elaboração no Anexo V – parte C):*

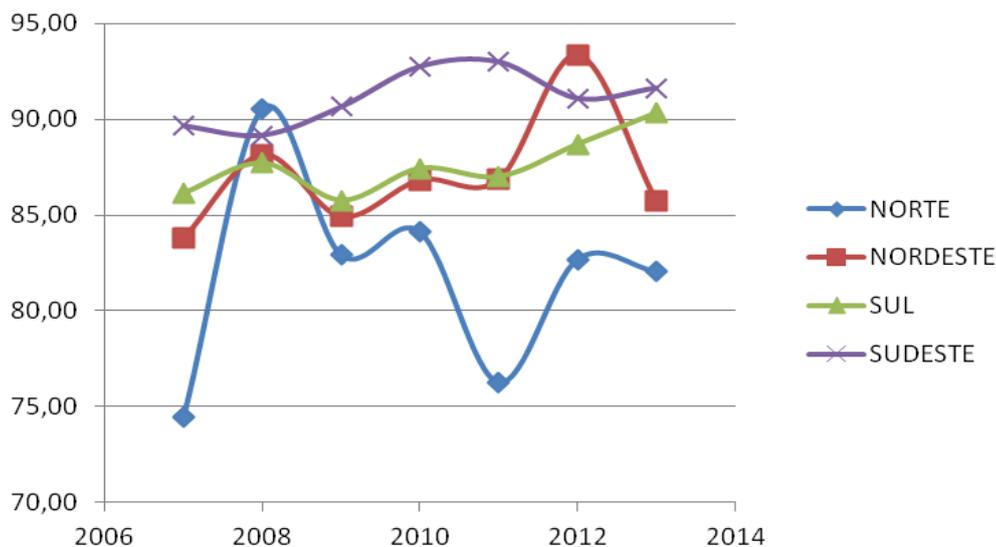


Figura 07 - Índice de Robustez por região geográfica

180. *O comportamento da Figura 07 demonstra um desempenho irregular da região Norte e também abaixo das demais (a exceção do ano de 2008 onde todos os pontos plotados foram próximos uns dos outros). Além disso, percebe-se a regularidade no topo para a região Sudeste (notadamente por conta da relevância das cargas consumidas naquela área), ao passo que as regiões Nordeste e Sul têm resultados bastante similares.*

181. *Questionado então sobre a abrangência do critério 'n-1' no SIN, o Operador assim se pronunciou em resposta ao item 2.2 do Ofício de Requisição 07-736/2013-TCU/SecobEnergia (peças 10 e 32 - mídia):*

'...esclarecemos que todos os principais troncos de transmissão de grandes blocos de energia elétrica existentes atualmente no SIN, assim como a rede de suprimento aos grandes centros de carga, atendem ao critério 'n-1', e que, nos demais troncos secundários que eventualmente não atendam, temporariamente e excepcionalmente, a tal critério, os riscos de

desligamentos são mitigados através da adoção de medidas operativas específicas'. (grifos acrescidos).

182. *Por meio de discussões técnicas junto aos especialistas da Aneel foi possível confirmar o que o próprio ONS assentou no trecho acima: que há trechos no SIN que não atendem ao critério de redundância simples. Ou seja, em caso de manutenção preventiva, corretiva, programada, forçada ou de emergência haverá interrupção de carga.*

183. *Por isso, ainda que o Operador tenha anunciado medidas empregadas para contornar essa limitação temporária, percebe-se pela Figura 07 que tais estratégias operativas não se mostraram eficientes a ponto de compensar a falta de redundância em determinados trechos, notadamente na região Norte.*

184. *Mostram-se como evidências a tal apontamento alguns trechos encontrados no Plano de Ampliações e Reforços na Rede Básica (PAR 2013-2015 – peça 31). Tal documento contém um tópico intitulado 'diagnóstico das condições de atendimento da Rede Básica' donde se colhem importantes considerações:*

SE Abunã 230 kV – atualmente o barramento dos setores de 230 e 138 kV opera em barramento simples. Logo, qualquer intervenção na subestação acarreta perda da totalidade de carga atendida por essa subestação;

LT 230 kV Ji-Paraná – Jaru – Ariquemes – atualmente a subestação Jaru é suprida através de um tape na LT 230 kV Ji-Paraná – Ariquemes C1. A perda do circuito C1 provoca isolamento da SE Jaru e desligamento de cargas dessa SE que pode chegar a 30 MW em 2014. Mesmo após a implantação das obras necessárias, em caso de contingência de uma das unidades há sobrecarga na unidade remanescente de 1,4% em 2014, 9,4% em 2015 e 70% em 2016;

Após a entrada em operação das usinas do Madeira e das obras de transmissão associadas, o limite de exportação Acre/Rondônia é limitado pela contingência da LT 500 kV Jaurú – Cuiabá e perda dupla da LT 230 kV Jaurú – Vilhena, que acarreta perda de sincronismo das usinas dos sistemas Mato Grosso e Acre – Rondônia com o SIN;

A contingência de um dos transformadores da SE Ji-Paraná 230/69 kV -2x60 MVA, acarreta em 2014 e no cenário seco (com PCHs despachadas em cerca de 30%), carregamento superior ao limite nominal, da ordem de 140% na unidade remanescente.

185. *Em suma, enquanto há discussões no meio técnico acerca da viabilidade da implantação do critério 'n-2' (Anexo X), ou seja, redundância dupla do sistema (questão discutida no próximo tópico) para os principais troncos constata-se que há regiões em que os consumidores ainda se deparam com a falta de energia por conta de um evento simples que gera sobrecargas e outros problemas na rede do SIN acarretando na interrupção de energia. Ou seja, antes mesmo de se averiguar a suficiência do 'n-1' perante o 'n-2' torna-se pertinente uma análise das razões que limitam a abrangência de tal critério 'n-1' a determinadas regiões do país.*

186. *Uma segunda possível causa das interrupções de energia, diz respeito à confiabilidade das premissas empregadas no cálculo do suprimento energético (futuramente tratada no SubMódulo 25.4 dos Procedimentos de Rede – atualmente contida de forma sintética no Plano de Operação Energética – PEN 2013-2017), conforme se depreende da análise de artigos técnicos da PSR (peças 28 a 30), e de consultas a sites especializados (Ilumina -*

http://www.ilumina.org.br e Instituto Acende Brasil - http://www.acendebrasil.com.br/). Em linhas gerais, se a folga no balanceamento de carga foi mal projetada (suprimento energético), restam menos opções e maiores riscos à operação (suprimento elétrico), conforme será a seguir detalhado.

187. *Antes de adentrar nas questões afetas ao suprimento energético, de plano, cabe comentar que não foi possível confrontar as informações percebidas no meio técnico (empresas de consultorias e sites especializados) com os dados do ONS tendo em vista que ainda não foi finalizada a elaboração do submódulo 25.4 – Indicadores de Segurança Energética, e também porque se espera desse submódulo um detalhamento maior do que o encontrado no item 6 do PEN 2013-2017.*

188. *Destarte, cabe elencar em apertada síntese os pontos mais debatidos no meio técnico dado que influenciam na modelagem do equilíbrio entre geração e demanda (questão do racionamento de energia):*

i) atrasos na entrada dos geradores e geração de fontes renováveis inferiores ao previsto;

ii) restrições de transmissão no balanço estrutural – calcular a garantia física pela soma das garantias físicas das usinas existentes (e que entrarão em operação) não é correto tendo em vista a existência de ‘estrangulamentos’ na transmissão entre certas regiões, como Nordeste e Sudeste;

iii) projeções reiteradamente descoladas da energia armazenada do SIN real X simulada – fundamental para se evitar uma subestimativa de risco de racionamento. Ademais, também se presta a projetar sob quais condições a operação se dará no ano subsequente. Por conta disso, é bastante relevante a precisão das simulações efetivadas;

iv) distorções nas mensurações dos coeficientes de produção das usinas hidrelétricas – relevante para apurar a eficiência real das usinas possibilitando a adoção de inputs adequados nos modelos de simulação, e;

v) vazões anômalas na região Nordeste que promovem uma transferência de energia para esta região maior do que a indicada nos modelos.

189. *Os itens acima se encontram indiretamente vinculados à tendência (por imposições ambientais) de haver cada vez mais usinas a fio d’água o que tem reduzido substancialmente a capacidade de regularização plurianual. Fato esse que se soma ao conjunto de fatores elencados anteriormente e que, igualmente, contribui para impor novos desafios à operação do SIN. Evidencia em algum grau o destaque desses futuros indicadores do Submódulo 25.4 a percepção dos recentes recordes de demanda registrados pelos ONS, dentre os quais o de 4/12/2013 onde se atingiu 79.924 MW.*

190. *O meio técnico fornece ainda outros problemas em algum grau passíveis de associação aos blecautes (informação corroborada pela Aneel e pelo MME em reuniões técnicas). Nessa seara incluem-se os problemas concernentes às questões relativas à carência de mão de obra especializada e às questões ambientais, indígenas, fundiárias e até mesmo arqueológicas.*

191. *Com maior recorrência, o ritmo verificado na obtenção de licenciamento, muitas vezes por falta de concatenação de ações, tem prolongado o tempo previsto para entrada em operação de empreendimentos de transmissão. Igualmente, questões de desapropriação fundiária têm frustrado o planejamento da entrada de operação de muitas obras.*

192. *Dessa forma, torna-se mister inserir no processo de planejamento, desde o início e de forma mais eficaz, todos os atores intervenientes, e não só aqueles do setor elétrico (diretamente interessados). Isso porque a existência de diversas instâncias adicionais ao licenciamento propriamente dito aumenta a probabilidade de haver outras intervenções em tal processo.*

193. *Um exemplo prático das dificuldades constatadas nessa interface é a questão da poda seletiva, que atende às exigências ambientais, mas não garante **in totum** a proteção das*

linhas afetadas uma vez que a altura de corte dos indivíduos arbóreos nem sempre é suficiente pra anular, por exemplo, os efeitos de uma queimada com ventos fortes que poderia ionizar o ar e desencadear eventos graves. Em outras palavras, do ponto de vista estrito da segurança da linha, o ideal seria a poda total, o que contornaria os riscos de queimadas. Medida essa impraticável atualmente do ponto de vista ambiental, e que, portanto, impõe à assunção de mais riscos de operação nesses empreendimentos.

194. *Portanto, no caso dos licenciamentos ambientais, uma maior interação dos agentes envolvidos poderia agilizar a obtenção de licenças e permitir que as obras fossem concluídas dentro do tempo previsto no planejamento do setor elétrico. Com isso, evitar-se-ia operar o sistema no limite, ou pelo menos reduzir o tempo de atuação num cenário de maior risco à operação, já que os agentes partícipes do setor têm de constantemente se adequar ante as limitações decorrentes de problemas nessas esferas.*

195. *Por fim, registra-se um último apontamento reiteradamente enfatizado tanto em reuniões na Aneel como no meio técnico (Ilumina) quanto à outra possível causa das perturbações verificadas na Rede Básica do SIN, de evidenciação um pouco mais complexa.*

196. *Tal causa nasce sob um viés macroeconômico, em que o atual modelo de expansão da transmissão incentiva sobremaneira os empreendimentos de transmissão/subestação de tal forma que, sob uma competição acirrada e com eventualmente vários agentes num mesmo sítio, é natural o dimensionamento mais arrojado, o que muitas vezes aumenta a responsabilidade dos sistemas de proteção nos arranjos dos equipamentos de subestação. Por sua vez, como se verá a seguir, os sistemas de proteção não por acaso, passaram a ser nitidamente caracterizados como um dos fatores de maior importância nas perturbações aqui estudadas.*

Conclusões acerca do levantamento preliminar das principais causas

197. *Após essa primeira exposição das principais causas detectadas pela equipe, se mostra conveniente apresentar uma consolidação das mais relevantes constatações feitas pela equipe.*

198. *À vista disso, inicialmente percebeu-se uma expressiva parcela percentual de indefinição das causas-raiz para os eventos pertencentes à amostra da equipe, as quais eram classificadas pela Aneel e ONS como indeterminadas. Por conta disso, enfatizou-se a necessidade de se ter uma constante evolução na investigação das perturbações em função da crescente complexidade do SIN que tende a dificultar cada vez mais a apuração dos eventos de grande porte.*

199. *Na sequência, para os eventos com as causas-raiz identificáveis, verificou-se uma contribuição conjunta significativa dos 'fenômenos naturais' e das 'queimadas', que mostraram certo destaque nas perturbações mais severas e também naquelas com maior tempo de interrupção. De posse dessas conclusões, suscitou-se uma reavaliação da eficiência do critério 'n-1' que comporta trechos (como circuitos duplos, cruzamento de linhas e linhas na mesma faixa de servidão) mais vulneráveis a esse tipo de causa-raiz.*

200. *Dando seguimento, por meio da análise de artigos técnicos, configurou-se uma sinalização de piora no desempenho de um importante indicador (ISS) do SIN para os últimos anos. Ademais, esse mesmo indicador, segundo os critérios contidos nos Procedimentos de Rede enquadrou-se na faixa classificada como 'limítrofe inadmissível' nos dois últimos anos analisados (2011 e 2012).*

201. *Posteriormente, avaliou-se o comportamento do índice RSIN que indicou a não aplicação integral do critério 'n-1' para a Região Norte do país. Com isso, torna-se importante averiguar quais os motivos que justificam a atual não implementação da principal premissa de operação do SIN (critério 'n-1') para a referida região do país.*

202. *Após discorrer sobre o 'n-1', a discussão girou em torno da necessidade de uma análise mais detalhada nas variáveis afetadas ao suprimento energético, em especial por conta da futura elaboração de novo Submódulo dos Procedimentos de Rede (25.4) que tratará*

especificamente sobre tal questão de modo a dar completude à tratativa hoje conferida ao tema no item 06 do PAR.

203. *Por fim, foram tecidos alguns comentários a respeito das implicações de questões ambientais, fundiárias e da alta concorrência no setor com a segurança de operação no SIN.*

204. *Sendo assim, após essa primeira análise das principais causas envolvidas com os apagões estudados, passa-se a uma etapa mais apurada da investigação das causas relacionadas aos apagões, realizada no âmbito do Relatório de Análise de Perturbações (RAP), em que o ONS emite recomendações aos agentes do setor.*

4.4 Levantamento das recomendações

205. *As análises de ocorrências e perturbações no Sistema Interligado Nacional (SIN), externadas nos respectivos Relatórios (RAP, RAO e RO), são finalizadas com o cumprimento de ações propostas que visam aumentar a segurança da operação do SIN, bem como evitar a repetição dos problemas identificados. Para garantir bons resultados, é importante que essas ações sejam efetivamente implantadas, buscando-se o cumprimento dos prazos estabelecidos. Neste sentido, o ONS, em conjunto com os agentes de operação, definiu e implantou o processo de Gestão de Recomendações e Providências emanadas dos referidos relatórios.*

206. *Ressalta-se que essas recomendações são distintas das emitidas pela Aneel. Estas, igualmente relevantes, oriundas das fiscalizações realizadas pela agência nas instalações dos agentes do SIN, já descritas no item 4.1.*

207. *Visando facilitar a troca de informações, foi disponibilizado na Internet, com acesso restrito, o Sistema de Acompanhamento de Recomendações e Providências em Andamento dos Relatórios de Análise de Ocorrências e Perturbações, no endereço: <http://www.ons.org.br/ons/agentes>. A partir das informações prestadas por meio deste sistema, o ONS, a Aneel, o MME e os agentes vêm acompanhando o atendimento das recomendações e a conclusão das providências em andamento.*

208. *Internamente, o ONS organizou a atividade de gestão, de forma a garantir que a adequação das medidas adotadas para atendimento às recomendações seja avaliada por técnicos diretamente envolvidos com o assunto. Dessa forma, as recomendações de caráter operativo são acompanhadas pelos técnicos da Diretoria de Operação (DOP), enquanto as recomendações referentes à proteção, programação, planejamento e estudos eletroenergéticos são acompanhadas pelos técnicos da Diretoria de Planejamento e Programação da Operação (DPP). O ONS ainda disponibiliza no seu site o procedimento de rede sobre Gestão das recomendações e das providências em andamento dos relatórios em análise (submódulo 22.6).*

209. *Em que pese tratar-se de 'recomendações', cabe explicar que o presente tópico também continuará a abordar (agora com mais detalhamento) as principais causas das perturbações estudadas no tópico antecedente. Essa medida guarda coerência com a forma de apresentação das informações verificadas nos RAP (principal documento relacionado à análise dos eventos), de modo que se mostra alinhada com a metodologia de exposição dos fatos altercados pela equipe.*

210. *Neste trabalho, para aferir a efetividade do processo de análise das principais causas relacionadas a grandes perturbações na rede básica do SIN, levantaram-se as principais recomendações com os respectivos tratamentos, extraídas da amostra de 46 dessas perturbações, selecionadas como relevantes, tais como descritas no item 4.2 – Perturbações no SIN e 4.3 – Levantamento das Causas. Dessas perturbações analisadas, 27 contêm RAPs e relatórios gerenciais do SGR e uma contém apenas RAP.*

211. *Inicialmente, foi analisada a relação entre as recomendações emitidas nos RAPs com as principais causas apontadas no item 4.3. Cabe destacar que um único evento pode gerar múltiplas recomendações a todos os agentes envolvidos. Tais recomendações visam, além do saneamento das irregularidades detectadas, à apuração das ocorrências e das*

responsabilidades, objetivando evitar a reincidência da falha em todo sistema e/ou minimizar seus efeitos.

212. Cabe esclarecer ainda que nos RAPs e nos SGR, conforme o caso, além da indicação da causa original, é possível identificar a ocorrência de falhas (causas secundárias) que permitiram a propagação do evento pelo SIN.

213. Ou seja, aprimorando-se em relação à etapa anterior, têm-se no presente tópico várias causas (tanto as que iniciam a perturbação como aquelas que permitem sua propagação pelo SIN) relacionadas às inúmeras recomendações direcionadas a cada agente envolvido, sendo ao menos uma dessas, a causa-raiz. É essa a diferença entre a Figura 03 (que retrata somente a causa raiz ou a mais próxima desta) e a Figura 08 (apresentada adiante explicitando a distribuição de todos os problemas/causas vinculados às perturbações).

214. Para a confecção dessa Figura 08 foram consideradas praticamente as mesmas palavras-chaves (causas) utilizadas no item 4.3: Outros (principalmente recomendações relacionadas à Recomposição do sistema), Acidental (apuração de indícios de falhas humanas na operação do sistema e/ou na comunicação e recomendação de treinamento/reciclagem), Falha em equipamento de potência, Falha em SPC ou Tele (supervisão, proteção e controle e telecomunicações), acidente ou falha em LT ou SE, queimada ou vegetação elevada, fenômenos naturais e ambientais.

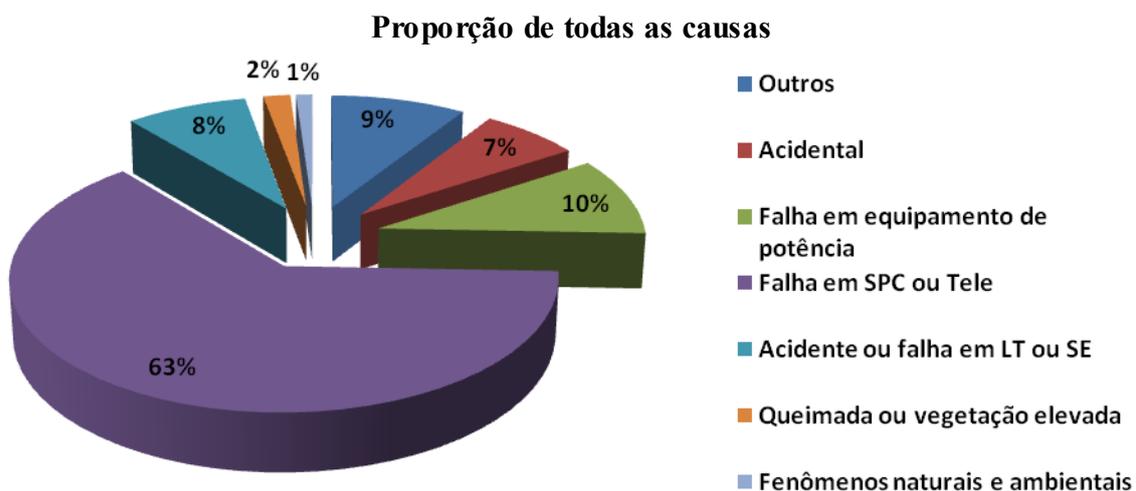


Figura 08 - Proporção de todas as causas – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/ONS

215. Cabe lembrar que, na etapa das recomendações, já há um enquadramento mais preciso dos problemas identificados. Deste modo, não se encontram mais perturbações com causas do tipo 'indeterminada' (Figura 08). Tal evolução é natural do processo de avanço das investigações.

216. Essa classificação possibilita uma visão mais ampla e acurada das principais causas envolvidas em grandes perturbações. Mesmo nos casos para os quais existe uma recomendação de apuração da própria causa, consegue-se determinar uma relação com alguma causa específica. Por exemplo, ao se assentar no RAP para o agente 'apurar a atuação da proteção', associa-se a macrocausa 'Falha em SPC ou Tele' (atuação de proteção incorreta ou não atuação).

217. Pela análise das informações contidas na Figura 08, conclui-se que a principal causa (entre as originais e secundárias) de perturbações relevantes, relacionada a recomendações, é a de Falha em SPC ou Tele (63%). Cabe esclarecer que enquanto as causas originais (ou causas-raiz) são responsáveis basicamente pelo surgimento do evento, aquelas

tratadas como secundárias se relacionam a abrangência (número de estados afetados, por exemplo) do evento.

218. *Analisando a planilha que gerou essa Figura 08 (Anexo VI), constata-se o alto índice de recomendações voltadas especificamente para proteções do sistema. Tal constatação é corroborada pela criação de um grupo de trabalho, em 2009, envolvendo os principais agentes do SIN, cujo tema é relacionado a sistemas de proteção (ver item 5 – Boas Práticas). Além disso, relacionado a essa causa específica de proteção, observa-se também um alto número de recomendações voltadas para os ERACs, SEPs e ECEs (ferramentas voltadas à proteção do SIN - vide glossário).*

219. *Salienta-se novamente que a Figura 08 reúne todas as causas relacionadas aos eventos de perturbações, na qual se incluem as causas-raiz ou origem, consideradas aquelas que originaram a interrupção, como também as causas que permitiram a propagação do evento pelo SIN (secundárias), via de regra, associadas aos dispositivos de proteção.*

220. *Por sua vez, o gráfico da Figura 03, trazia a indicação apenas das causas-raiz, contudo, continha grande parcela associada a causas do tipo indeterminada, o que não permitia um julgamento mais realista das causas que originam os apagões.*

221. *Por essa razão, buscou-se um refinamento dos dados da Figura 08 com objetivo de isolar as causas-raiz de cada perturbação analisada, ou seja, a causa principal que originou o evento, o que resultou no gráfico da Figura 09, agora sem a influência de uma elevada proporção de causas identificadas como indeterminadas.*

222. *Foi constatado que em alguns eventos existem mais de uma causa-raiz. E que, em outros, não se consegue levantar a causa principal devido à falta de clareza das conclusões dos respectivos RAPs e/ou à falta de RAPs (não fornecimento de dados pelo agente ou não emissão de RAP para alguns eventos por não atenderem a determinados critérios mínimos). Das 46 perturbações analisadas, foram identificadas a frequência de 34 causas principais para 27 eventos (aqueles que tinham RAP).*

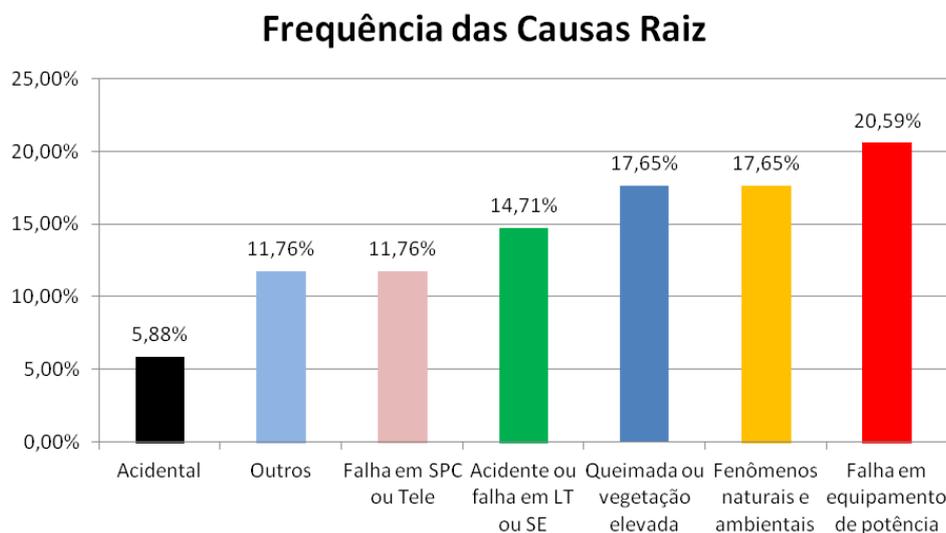


Figura 09 – Frequência das Causas Raiz – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/NOS

223. *Constata-se que a principal causa está relacionada à falha em equipamento de potência (20,6%), seguida por queimada ou vegetação elevada (17,7%) e fenômenos naturais e ambientais (17,7%).*

224. *Ademais, observa-se a confirmação da preocupação suscitada no tópico anterior para a atuação conjugada das queimadas e fenômenos naturais (principalmente ventos/descargas atmosféricas), que juntos representariam quase 35%. Nesse sentido, revigora-*

se a ideia de se investir cada vez mais nos programas empregados pra se antecipar a tais eventos com a tempestividade adequada e, além disso, projetar as contingências do SIN de maneira a minorar os efeitos negativos dessas causas.

225. *A seguir, apresentam-se casos de grande repercussão que robustecem o entendimento supra.*

226. *O recente apagão no Nordeste (28/8/2013), por exemplo, que interrompeu por longo período uma carga de 10.900 MW, e atingiu em torno de 53 milhões de pessoas em toda Região Nordeste, foi ocasionado por queimadas, segundo o RAP ONS RE 3/0145/2013 – (peça 20 e 32 - mídia):*

***A perturbação foi iniciada por uma queimada** que provocou o desligamento do circuito 2 da LT de 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí que foi religado manualmente e em seguida desligado pela segunda vez. Nos dois desligamentos simples, o sistema permaneceu estável, sem perda de qualquer outro.*

***Também devido à queimada,** foi desligado o circuito 1 da LT 500 k V Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí, configurando a interrupção de uma das ligações entre as regiões Norte e Nordeste (eixo Colinas – Ribeiro Gonçalves – Sobradinho). (grifos acrescidos).*

227. *Outro episódio que valida os apontamentos suscitados pela equipe de fiscalização é a perturbação de 10/11/2009, que comprometeu o fornecimento de 28.800 MW, atingindo em torno de 50 milhões de pessoas no Sudeste, por um tempo médio de 188 minutos. Nesse caso, o RAP ONS –RE – 3 /252/2009 não conseguiu ser conclusivo quanto às causas, que só puderam ser identificadas depois de minucioso trabalho realizado pelo CEPEL e Furnas (peça 20 e 32 - mídia) que concluíram (segundo Relatório Final GT Portaria MME nº 435/2009):*

*As análises concluídas levam a considerar que os curtos-circuitos verificados foram provocados por **descargas atmosféricas** e/ou pela redução da suportabilidade dos isoladores quando **submetidos a condições metereológicas adversas**, caracterizadas por chuvas intensas com rajadas de ventos. (grifos acrescidos).*

228. *De fato, conclui-se, portanto que essas duas perturbações validam, por meio de exemplos contundentes, as sinalizações alcançadas nos gráficos elaborados pela equipe, como a forte associação das causas nomeadas como ‘fenômenos naturais e ambientais’ e ‘queimadas ou vegetação elevada’ com as perturbações de grande porte.*

229. *Seguindo a análise, cabe assentar que foram extraídas dos relatórios gerenciais do Sistema de Gestão de Recomendações - SGR informações referentes ao caráter das recomendações, se estratégico ou operacional.*

230. *Com relação à frequência de adoção de recomendações estratégicas ou operacionais, a partir da análise da Figura 10 (apresentada adiante) constata-se que a grande maioria das recomendações tem caráter operacional (97,8%).*

231. *Na visão dessa equipe de fiscalização, o ONS, coordenador do SGR, poderia, como forma de aperfeiçoamento contínuo, utilizar esse sistema para emitir mais recomendações estratégicas, cujo efeito é mais abrangente para o SIN do que as de cunho operacional, mais pontuais.*

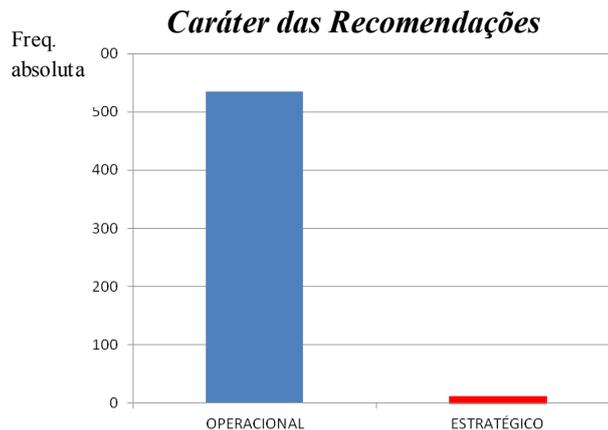


Figura 10 - Caráter das Recomendações: Operacional x Estratégico – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/ONS

232. Ainda em relação às recomendações de caráter estratégico, aparentemente insignificantes ante a ínfima frequência observada, pode-se citar um evento emblemático, a perturbação ocorrida na Subestação de Itaberá (cuja titularidade da concessão é da Eletrobras Furnas e ocasionou um corte de 28.800 MW) em 10/11/2009. Esse evento foi tão importante que foi um dos propulsores para revisão da norma 'Técnicas de ensaios elétrico de alta-tensão' (ABNT NBR 6936:1992 – substituída recentemente pela IEC 600060-1:2013), provocando mudanças em toda a cadeia de ensaios do setor.

233. Da amostra selecionada de 46 perturbações relevantes, essa perturbação foi a única que gerou recomendações estratégicas. Uma dessas recomendações determinou a criação de um grupo de trabalho que concluiu pela necessidade de propor ao MME, entre outros pontos, a definição de critérios diferenciados para seleção de um conjunto de instalações estratégicas do SIN (relacionadas a grandes centros de consumo, a troncos de transmissão de escoamento de grandes blocos de energia e a determinados sistemas prioritários de transmissão), estabelecendo procedimentos adicionais para acesso, planejamento de operação, proteção e controle, operação em tempo real e manutenção, bem como critério específico de fiscalização. Além disso, conclui que na definição da solução a ser adotada deveriam ser contemplados os riscos, os custos, bem como os impactos para o SIN.

234. Ressalta-se que independente da instalação, seja num importante centro de carga, ou num ponto de transferência de grandes blocos de energia, ou, até mesmo, numa pequena interligação regional, o critério de segurança de referência atual do SIN é 'n-1', com exceção de alguns sistemas, como por exemplo, o da região Norte, que ainda apresenta instalações com critério de contingência simples. O critério de operação 'n-1' estabelece que a continuidade do atendimento deve ser mantida na indisponibilidade de qualquer elemento de transmissão ou geração. A proposta do aludido GT foi no sentido de se adotar critério diferenciado, no mínimo 'n-2', para as instalações estratégicas selecionadas.

235. No presente trabalho levantou-se também a frequência dos tipos de recomendação utilizados no tratamento das perturbações selecionadas. O tipo Providência (tomada ou pendente) é aquela em geral de iniciativa e sob a responsabilidade própria dos agentes de operação. Já as recomendações são as medidas usualmente expedidas pelo ONS para solucionar os problemas encontrados e evitar reincidência, tais como: i) explicitação do conjunto de providências a serem tomadas pelo ONS ou pelos agentes de operação envolvidos; ii) identificação do responsável pelas providências e estabelecimento do prazo de execução; e iii) recomendação de elaboração do Relatório de Análise de Falhas em Instalações e Equipamentos - RAF, no caso de se constatar a necessidade de maiores esclarecimentos sobre falhas ou danos em equipamentos. Observam-se, pela leitura da Figura 11, que foram emitidas mais recomendações (60,88%) para tratamento das perturbações selecionadas.

236. Ainda por meio da Figura 11 percebe-se que há certa proatividade por parte das concessionárias visto que quase 40% das decisões quanto ao que fazer são de iniciativa dos próprios agentes. Em outras palavras, afastou-se com a representação abaixo a hipótese de uma concentração excessiva das ações no ONS ou uma inércia exagerada dos agentes.

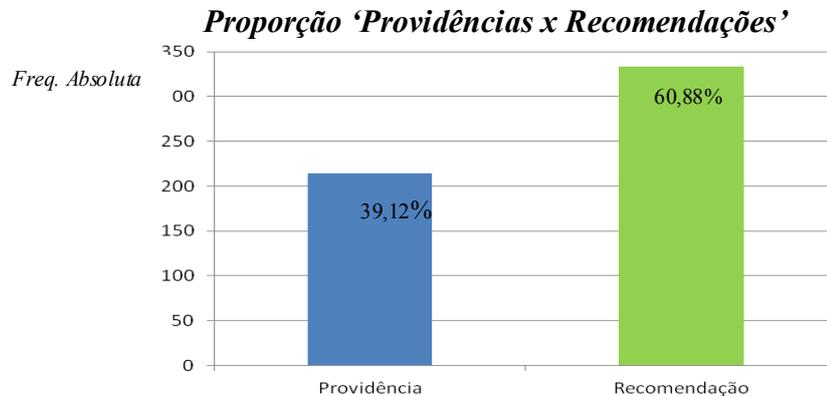


Figura 11 – Proporção 'Providências x Recomendações' – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/NOS

237. A Figura 12 a seguir descreve, em relação às perturbações selecionadas, o status das recomendações emitidas. Observa-se um alto índice de atendimento das recomendações (84,9%), relacionado ao conjunto 'Atendida' (recomendações), 'Tomada' (providências) e 'Encerrada' (quando não se encontra anormalidade na apuração). As 'Pendentes' e 'Grupo de Trabalho', que somam cerca de 10%, são relacionadas às recomendações e providências em andamento. As 'canceladas' (1,5%) são relacionadas principalmente a recomendações consideradas não pertinentes.

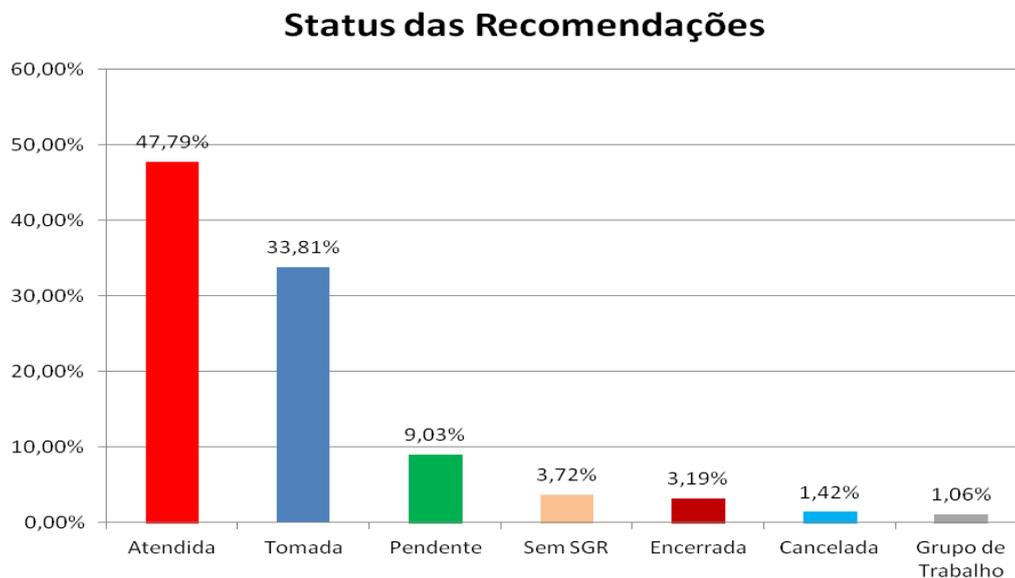


Figura 12 – Status das recomendações – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/NOS

238. Para uma análise mais aprofundada de indicadores de cumprimento de prazos, envolvendo todas as perturbações no SIN, pode-se utilizar o Relatório Mensal de Estatística das Recomendações e Providências (Rerec), o qual compila os dados do SGR em relatórios de indicadores da gestão de recomendações e providências em andamento, atendidas ou com prazos vencidos. Os principais indicadores são: i) Indicador de Atendimento Global (EARA),

relação percentual entre o total de recomendações atendidas pela soma das programadas, atrasadas e antecipadas. e, o ii) Indicador de Pontualidade Global (PARA), obtido pela relação percentual entre o total de recomendações atendidas no prazo inicial pelo total de atendidas. A Figura 13 a seguir apontam o desempenho anual desses indicadores frente às metas planejadas.

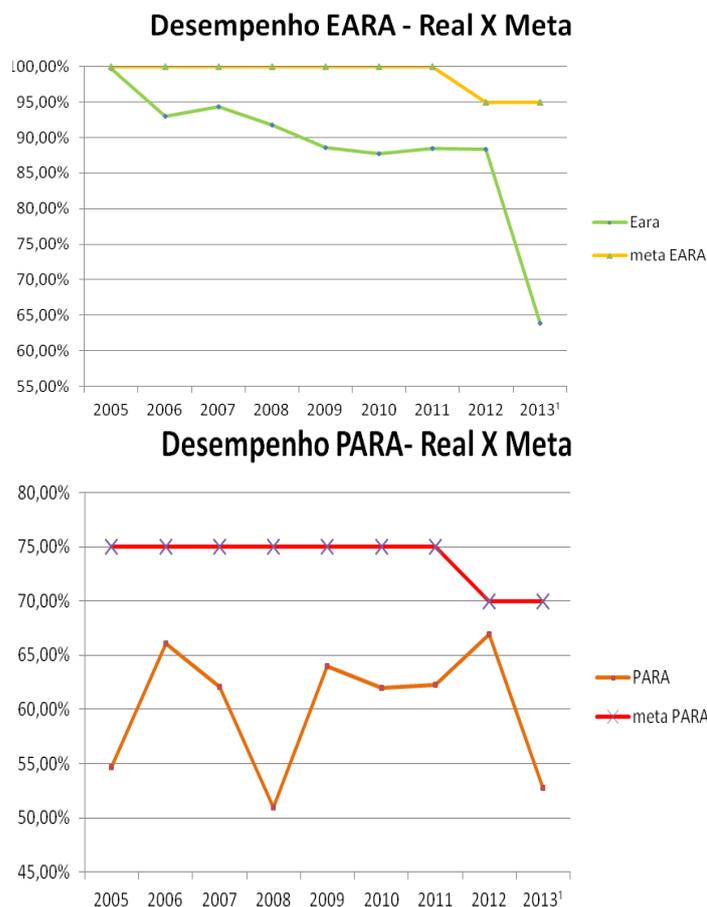


Figura 13– Indicadores de Atendimento de Recomendações – dados extraídos dos Rerecs

239. Observa-se, por meio da Figura 13, que ambos os indicadores, em todos os anos analisados, ficaram aquém das metas estabelecidas, de 100% (2005 a 2011) e 95% (a partir de 2012) para o EARA e de 75% (2005 a 2011) e 70% (a partir de 2012) para o PARA. Além disso, observa-se também a tendência de deterioração dos indicadores, principalmente de 2012 para 2013.

240. Cabe repisar que ante a inaplicabilidade de multas por parte do ONS aos agentes (suspensão do Módulo 19 – tópico 4.1), restaria à Aneel a penalização dos concessionários que vêm reiteradamente descumprindo as metas firmadas de atendimento das recomendações.

241. A Figura 14 apresenta, em relação às perturbações selecionadas, a relação entre a faixa de carga interrompida e os tipos de causas. Observa-se comportamento similar, com o destaque para a Falha em SPC ou Tele, em todas as faixas de carga, como anteriormente verificado na análise da Figura 08.

242. Com isso, conforme comentado alhures, possibilitou-se um conhecimento mais aprofundado das causas percorridas no tópico anterior, corroborando-se a maior frequência dos sistemas de proteção e telecomunicação também ao se analisar os eventos em extratos de diferentes cargas interrompidas.

Faixa de Carga x Tipo de Causa

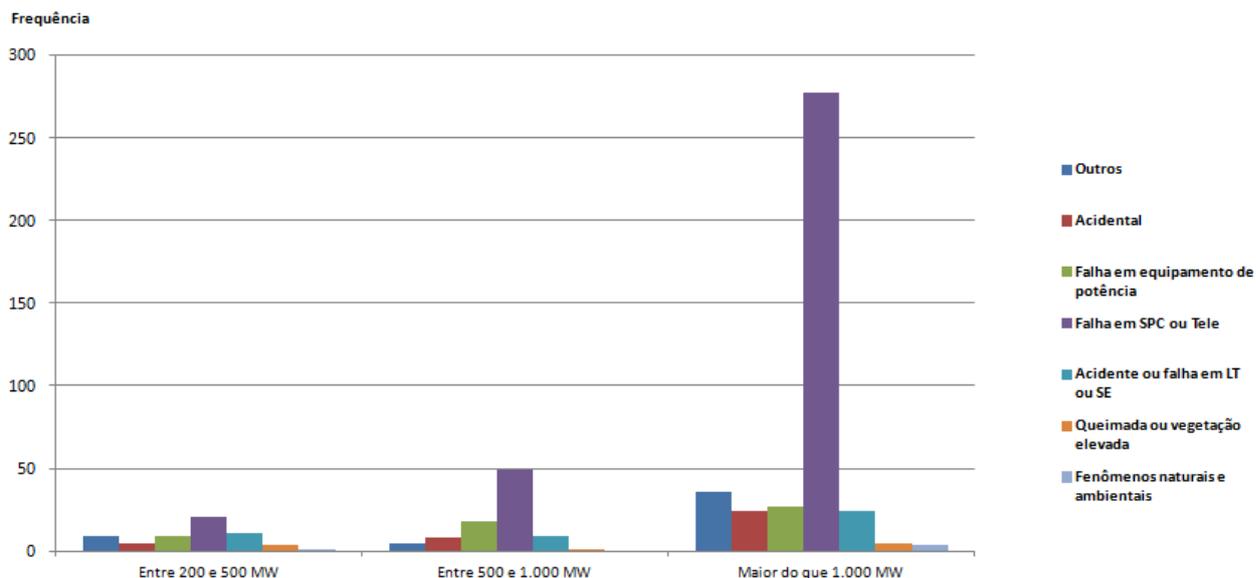


Figura 14 – Faixa de Carga x Tipo de Causa – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/NOS

243. A Figura 15 descreve, em relação às perturbações selecionadas, a relação entre a faixa de carga interrompida e os tipos de causas raiz. Observa-se comportamento diferenciado para as faixas, com o destaque para fenômenos naturais e ambientais como maior causa raiz para a faixa de maior relevância (maior que 1.000 MW).

Faixa de Carga x Causa raiz

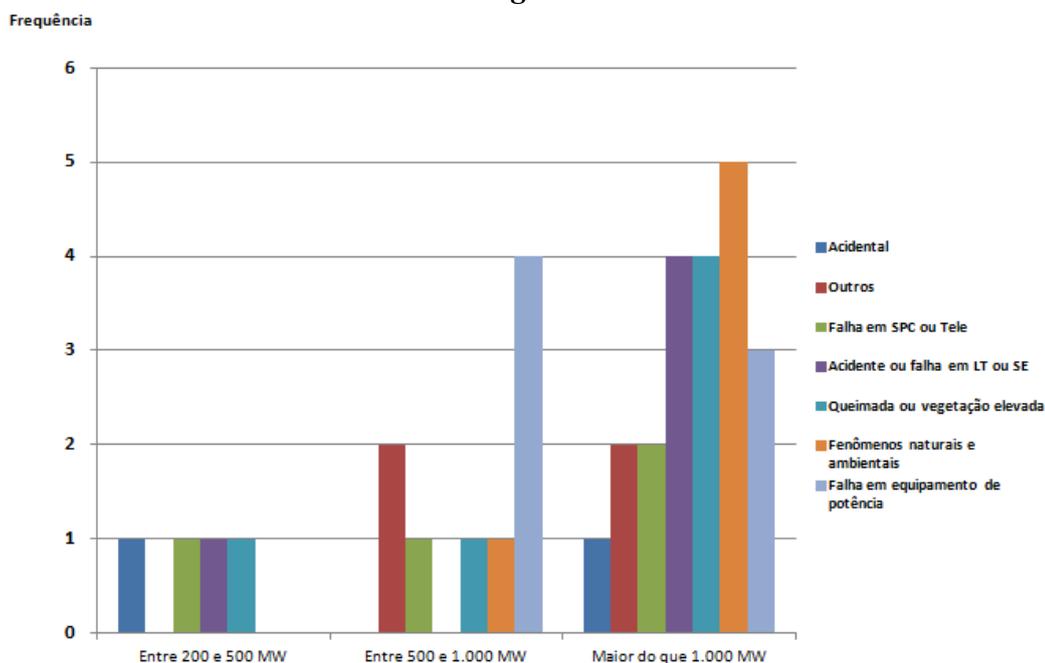


Figura 15 – Faixa de Carga x Causa raiz – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/NOS

244. Da Figura 15, combinada com a Figura 08 percebe-se que os eventos como as chuvas fortes com descargas atmosféricas e as queimadas, em que pese a diminuta frequência, apresentam uma presença marcante como focos para os eventos de maior carga interrompida.

245. A Figura 16 apresenta, em relação às perturbações selecionadas, a relação entre os tipos de causa e o grau de Severidade da Perturbação (ver Anexo III). Observa-se comportamento similar, com o destaque para Falha em SPC ou Tele como maior causa, para todos os graus de Severidade.

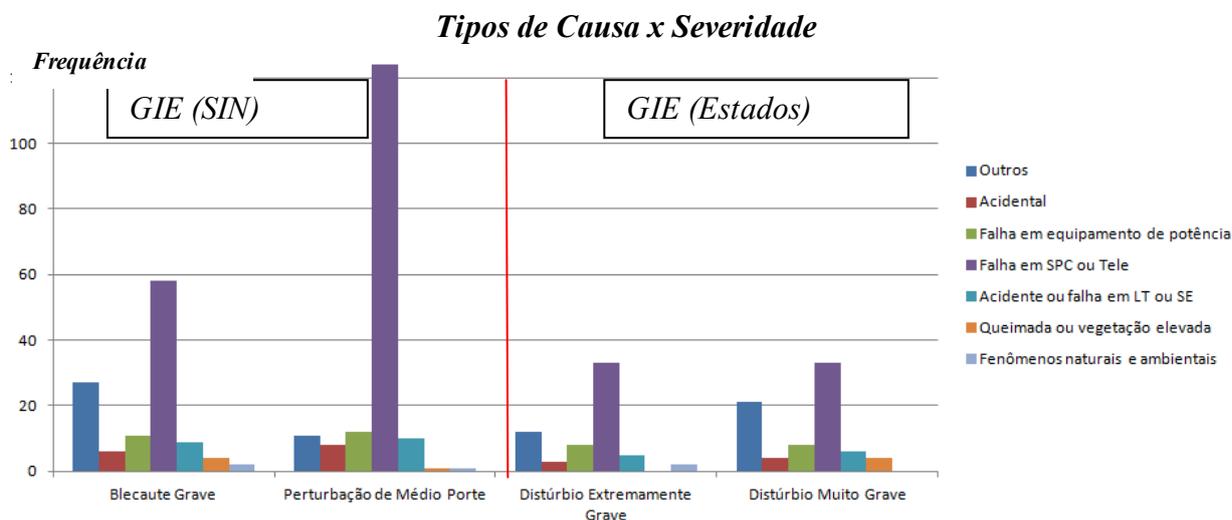


Figura 16 – Tipos de Causa x Severidade – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/ONS – (eventos de ordem decrescente de severidade da esquerda para a direita – Tabela 01 e Anexo III)

246. Pela Figura 16 constata-se que as falhas na proteção/telecomunicações estão disseminadas como as mais frequentes para as perturbações de maior severidade. Essa frequência em número tão destacado pode ser explicada pelo longo encadeamento sucessivo de falhas em vários eventos (muito adstrito aos sistemas de proteção), conhecido como ‘efeito dominó’.

247. A Figura 17 apresenta, em relação às perturbações selecionadas, a relação entre o caráter da Recomendação e o grau de Severidade da Perturbação. Observa-se comportamento similar, com o destaque para maior emissão de recomendações, para todos os graus de Severidade.

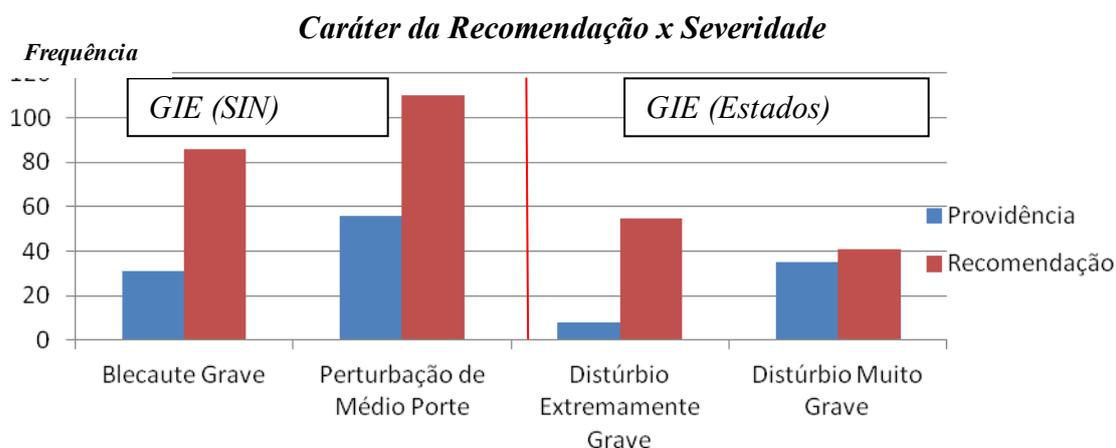


Figura 17 – Caráter da Recomendação x Severidade – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/ONS (eventos de ordem decrescente de severidade da esquerda para a direita)

248. Da análise da Figura 17 combinada com a Figura 11 percebe-se que as recomendações sempre predominam sobre as providências, independente da severidade do evento.

249. A Figura 18 descreve, em relação às perturbações selecionadas, a relação entre o status da Recomendação e o grau de Severidade da Perturbação. Observa-se comportamento similar, com o destaque para maior número de recomendações atendidas, para todos os graus de Severidade, o que confirma o resultado da análise anterior e mais simplista da Figura 12.

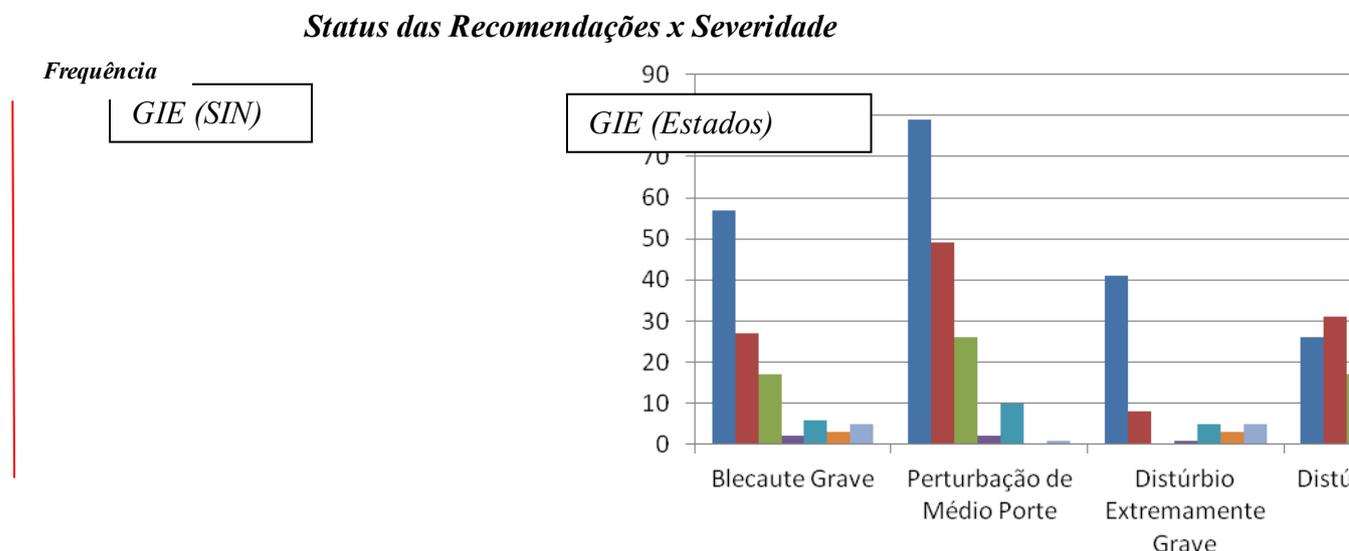


Figura 18 – Status das Recomendações x Severidade – dados extraídos dos RAPs selecionados e respectivos relatórios do SGR/ONS (eventos de ordem decrescente de severidade da esquerda para a direita)

Conclusão acerca das Recomendações

250. Detectou-se reiterado desatendimento das metas estabelecidas no que tange ao cumprimento das recomendações proferidas. Os principais indicadores analisados (EARA e PARA) trouxeram resultados aquém do projetado para todo o intervalo compreendido entre 2005 e 2013.

251. Ademais, a partir do exame dos relatórios de recomendações, procurou-se confirmar algumas tendências apresentadas no tópico anterior, no qual (foram apresentadas as principais causas associadas aos apagões). Destaca-se ser esse um dos papéis mais relevantes da etapa das recomendações, qual seja apurar a identificação das causas das interrupções, o que confere maior solidez às conclusões dentro do presente tópico.

252. Com isso, percebeu-se com maior ênfase a destacada frequência de problemas nos sistemas de proteção, que podem estar mais associados ao conhecido ‘efeito-dominó’ nessas perturbações, haja vista que não apresentem o mesmo destaque como causas-raiz (Figura 09). A esse respeito se comentará nesta instrução sobre o grupo de trabalho constituído para contrapor esse ponto negativo (tópico das Boas Práticas).

253. Confirmou-se ainda a relevância das causas tipo ‘Queimada ou vegetação elevada’ e ‘Fenômenos da natureza e ambientais’, que mesmo tendo uma frequência discreta (Figura 09) constaram como sólidos sinalizadores de origem (causas-raiz) das perturbações para os eventos de maior porte (corte de carga superior a 1.000 MW).

254. Além disso, foram montadas outras combinações entre as principais variáveis de modo a tornar mais claro o comportamento de cada uma perante os problemas constatados no SIN.

255. Cabe anotar que em determinados eventos, não se vislumbrou a determinação da(s) causa(s) principal(is) originária(s) da perturbação, principalmente devido à imprecisão das

conclusões dos respectivos RAPs e/ou ao controle deficiente sobre a efetividade das ações recomendadas por meio do SGR.

5. BOAS PRÁTICAS

256. *Constataram-se boas práticas desenvolvidas tanto pelo ONS, quanto pela Aneel e o MME. Também foram constatadas boas práticas de atuação conjunta que demonstram a integração de forças e do conhecimento técnico existente entre os três principais responsáveis pelo SIN.*

257. *Um ponto forte se refere à formação de Grupos de Trabalho para aprofundamentos de vários aspectos técnicos relacionados a melhorias na operação, a busca na redução de ocorrências de grandes proporções, a minimizar propagações e a redução do tempo de recomposição do suprimento de cargas.*

258. *Como exemplo de constituição desses grupos relacionam-se aqueles criados com os seguintes objetivos:*

i) analisar medidas que visem à redução dos acidentes com as torres dos circuitos do sistema de transmissão de Itaipu criado em 2005;

ii) o GT de 2009 criado para identificar causas e indicar soluções para as falhas nos bancos de transformadores da SE Tijuco Preto (SP);

iii) o GT associado à interrupção temporária de energia elétrica de 10/11/2009 (evento de grandes proporções);

iv) GT Copa 2014, e;

v) o GT criado a partir de deliberação da 123ª reunião do CMSE (2012), com o objetivo de identificar necessidades de melhoria nas condições de segurança elétrica e confiabilidade das instalações da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.

259. *Outros grupos de trabalho constituídos desde 2009 podem ser consultados no Anexo VII.*

260. *Destaca-se, também, em 2011, a aprovação pelo Comitê Técnico do Cigré Internacional (Conselho Internacional de Grandes Redes Elétricas, com sede em Paris e comitês nacionais em vários países inclusive o Brasil) de um novo Grupo de Trabalho - GT, proposto pelo Brasil, intitulado 'Testing under heavy rain' ('Ensaios sob chuvas intensas'). Esse foi o primeiro passo no sentido de revisão, por parte da International Electrotechnical Commission - IEC, de normas relativas ao assunto.*

261. *A motivação para a criação desse GT foi o relato da pesquisa experimental realizada pelo Cepel com relação ao blecaute de 2009, originado na SE Itaberá (blindagem da SE – comentado no tópico acima).*

262. *Por fim, constatou-se, em 2012, a formação da Força Tarefa para avaliação geral dos sistemas de proteção do SIN mediante Protocolo de Avaliação dos Sistemas de Proteção nas empresas de transmissão. Foram formadas equipes de avaliação constituídas por especialistas das áreas de proteção e telecomunicação das diversas empresas atuantes no setor.*

263. *A fiscalização acima se dava de forma cruzada, onde os técnicos de uma empresa fiscalizavam os equipamentos de outra, de modo que todos os ativos são inspecionados por engenheiros das outras empresas. Vale destacar que tal metodologia reflete as melhores práticas de um setor altamente especializado, qual seja o da energia nuclear.*

264. *Há que se comentar ainda que, com a participação conjunta desses órgãos (MME, Aneel e ONS), tem-se a criação da Comissão de Conselheiros do Operador Nacional com o objetivo de contribuir com o planejamento da expansão do SIN com foco nas dificuldades operativas.*

265. *Além disso, cabe assentar o trabalho de aproximação dos órgãos com significativa influência no setor elétrico, tais como IBAMA, Eletrobrás, Furnas, BR Distribuidora e Petrobras, por meio da participação nos debates e nas proposições das ações de monitoramento do sistema elétrico brasileiro.*

266. *Por fim, também, na atuação isolada desses agentes, foram constatadas boas práticas que devem ser salientadas.*

5.1 Boas práticas do ONS

267. *Relativas ao operador constatou-se que o ONS integra o grupo dos maiores operadores do mundo, o 'GO15', criado em 2004, com sede em Pittsburgh (EUA) cujos objetivos são, dentre outros, desenvolver planos de ação conjuntos e abordar a melhoria da segurança de sistemas de energia. Nessa condição, participa de cinco subgrupos temáticos, com destaque para o GT2 – Aplicações de Segurança, que trata de assuntos referentes à segurança da operação com foco em: requisitos funcionais para segurança, custos da expansão da rede versus segurança elétrica e medidas preventivas no planejamento da operação.*

268. *Para os casos de desligamento de instalações, o ONS demonstrou estar em contínua busca pela melhoria da segurança e continuidade do suprimento de energia elétrica. Nesse sentido, criou o Boletim de Interrupção de Suprimento de Energia – BISE com o indicador Grau de Impacto de Interrupção de Energia - GIE (índice de severidade), implantou o Sistema de Gestão das Recomendações (SGR), implantou a revisão regular e periódica dos Procedimentos de Rede, o mapeamento das instalações estratégicas e a implantação das políticas e procedimentos estabelecidos no Plano de Gestão da Comunicação em Situações de Crise.*

269. *Cabe destaque, a estruturação, em 2012, do Plano de Ampliação da Segurança do SIN (PSSIN) com o propósito específico de aumentar os resultados em segurança do SIN por meio da integração de atividades como mapeamento das instalações teleassistidas com proposta de requisitos e regras para a teleassistência, definição de critérios e o monitoramento de canais de comunicação dos agentes, elaboração de plano de treinamento das equipes em tempo real. Uma amostra do conjunto de treinamento efetivados pode ser vislumbrada no Anexo VIII.*

270. *Na operação propriamente dita, foram implantados: os Corredores de Recomposição com o monitoramento das instalações e das Usinas de Auto-Restabelecimento associadas aos Corredores de Recomposição; o restabelecimento do sistema via black-start (grupos geradores de emergência); novos Sistemas especiais de Proteção – SPS para monitoração, testes e avaliação de desempenho; novas ferramentas para os Centros de Controle, tais como DAS, avaliação do carregamento dinâmico das linhas de transmissão e despacho avançado.*

Chama a atenção, a implantação, em 2009, do SEP (Sistema Especial de Proteção) que comanda o desligamento de unidades geradoras da UHE Tucuruí em caso de desligamento de três ou mais unidades da UHE Itaipu 60 Hz por meio do Esquema de Controle de Emergências associado ao tronco de 765 KV. Nesse sistema especial inovador, o sinal de desligamento percorre 3.500 km para garantir a integridade do SIN.

5.2 Boas práticas da Aneel

271. *Entre as práticas elogiáveis constatadas na Aneel, diretamente relacionadas com a operação do sistema interligado, destacam-se a aprovação dos Procedimentos de Rede, a revisão de medidas regulatórias (critérios de teleassistência de instalações estratégicas, controle dos sistemas de proteção da Rede Básica, práticas de vistorias e testes no sistema de proteção e requisitos para liberação de manutenção preventiva), a sistematização de monitoramento das obrigações estabelecidas nos Procedimentos de Rede e a fiscalização dos eventos de grande magnitude.*

272. *Já no que diz respeito ao atendimento do consumidor, principal afetado por interrupções no fornecimento, a Aneel implantou o serviço de Ouvidoria Setorial e regulou, por meio da publicação da Resolução Normativa nº 470, de 13/12/2011, os serviços de ouvidoria das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.*

5.3 Boas práticas do MME

273. *Entre as práticas coordenadas pelo MME com vista a minimizar a probabilidade de ocorrência de grandes perturbações, mereceu destaque o conjunto de inspeções realizadas por aquele ministério destinadas a verificar o atendimento de energia elétrica aos aeroportos e estádios das cidades-sede da Copa das Confederações.*

274. *Após as vistorias, foram elaborados relatórios de inspeção com constatações e sugestões de melhorias referentes a cada uma das instalações visitadas e encaminhamento para conhecimento e providências dos responsáveis.*

275. *A fim de agregar tecnicamente ao presente levantamento vale também o compartilhamento das boas práticas verificadas. Nesse sentido, foi construído o próximo tópico.*

276. *Passa-se no próximo tópico a retratar quais foram os principais resultados e conclusões advindas desse conjunto de informações colhidas nesse levantamento.*

6. RESULTADO DO LEVANTAMENTO

277. *Após os comentários tecidos nos tópicos anteriores, têm-se então condições de se apresentar os resultados desse levantamento, respaldando-se para tanto em critérios técnicos, aplicados por meio da coleta e tratamento das informações recolhidas junto ao MME, Aneel e ONS.*

278. *Em relação à atuação do regulador impende ressaltar o fato de a agência afirmar categoricamente (Anexo IX) não dispor de alguns dados, entendidos pela equipe como relevantes para o acompanhamento da confiabilidade do suprimento elétrico, tais como o índice de robustez RSIN, que em certo modo, integra as atividades de fiscalização da Aneel.*

279. *Tanto que a Aneel preferiu não atender ao Ofício de Requisição nº 05-736/2013-TCU/SecobEnergia (peça 17) sob a escusa de que de tais dados seriam gerados no ONS (Anexo IX), ainda que, no entender desta equipe, devesse a Aneel portar tais informações desde a disponibilização pelo Operador, o que não ocorreu já que a agência informou que precisaria ainda requisitar tais informações ao ONS.*

280. *Portanto, encerra essa primeira constatação ao se asseverar ser de grande importância o papel da Aneel no acompanhamento tempestivo dos índices de desempenho colhidos em vários relatórios gerados pelo ONS. A atuação eficiente do ente regulador carece dos dados tão logo estes sejam liberados pelo ONS.*

281. *Mostra-se especialmente pertinente deixar esse registro tendo em vista ter sido identificado como possível ponto de controle a avaliação mais aprofundada da atuação da Aneel, enquanto ente responsável pela fiscalização do setor, especialmente no que concerne à segurança do sistema, motivo pelo qual se constitui a proposta de ação de controle retratada no item 01 da peça 33.*

282. *Seguindo a exposição ainda com relação à Aneel, quando se analisa a cobrança de multas aplicadas ao ONS, conclui-se que a questão do pagamento dessas infrações apostas ao Operador suscita divergências e é matéria ainda pendente de solução no âmbito da agência reguladora e do poder judiciário, razão pela qual justifica a proposta de ação de controle de número 02 da peça 33.*

283. *A Aneel tem demonstrado certa omissão ao não editar alteração normativa, seja alterando o estatuto do ONS seja por meio de resolução normativa própria, para que, com base no art. 13 da Lei nº 9.648/1998, c/c o art. 2º do Decreto nº 5.081/2004, impusesse aos associados do ONS o pagamento de contribuição específica destinada a custear eventuais multas sofridas pela entidade. Ainda que a alteração da Resolução nº 63/2004 (art. 14, § 4º, inciso I) pela Resolução nº 393/2009 tenha estabelecido vedação ao repasse tarifário de penalidades sofridas pelo operador, não foi viabilizada, até a presente data, a fundamentação normativa que imponha aos associados do ONS o custeio, por meio de contribuição, do pagamento de multas aplicadas à associação.*

284. *Tenha-se em conta que o prazo prescricional para cobrança de multas é de cinco anos, havendo três autos de infração pendentes de pagamento administrativa ou judicialmente (Processos 48500.001973/2010-31, 48500.001310/2011-06 e 48500.002718/2011-97).*

285. *Já pela análise da Resolução nº 63/2004, há dois pontos que merecem ser destacados: i) possível existência de potencial desequilíbrio entre empresas estatais (no caso de contratos antigos) e privadas, decorrente da constituição de SPEs, no que tange à base de cálculo do valor das multas, estabelecida no art. 14 da referida resolução; e ii) viabilidade de o agente regulador levar em consideração, adicionalmente aos critérios previstos no art. 15 da referida resolução, as especificidades intrínsecas a cada concessionária, a exemplo das adversidades encontradas para a prestação do serviço de transmissão no norte do país. Deste modo, estipula-se a terceira proposta de ação de controle contida na peça 33 (Anexo XI).*

286. *Ainda no que se refere à regulação, vê-se que, conforme os preceitos presentes na Resolução nº 270/2007, há a possibilidade de se considerar um incentivo ao agente regulador por meio do estímulo regulatório que induza à melhoria na qualidade do serviço, de modo a recompensar as empresas com melhor desempenho. Por outro lado, há concessões que por não se vincularem a tal resolução, podem não contemplar os mesmos incentivos.*

287. *Nesse contexto, resta aos respectivos contratos firmados entre a Aneel e as concessionárias o papel de prever mecanismos que induzam a melhoria na prestação dos serviços. Dessa forma, a efetividade e abrangência dos incentivos conferidos pela Aneel aos agentes com melhor desempenho poderá ser melhor compreendida e avaliada por meio da ação de controle de número 04 elencada na peça 33.*

288. *Por fim, encerrando a abordagem referente à atuação da Aneel (quinta proposta de ação de controle da peça 33), constatou-se que as concessionárias têm obrigação em manter seus equipamentos e instalações atualizados em conformidade com a última versão aprovada dos submódulos dos Procedimentos de Rede.*

289. *Assim caso seja editada nova versão dos Procedimentos de Rede em que sejam alteradas, por exemplo, especificações técnicas de determinado equipamento em favor de requisitos de segurança, caberá ao concessionário atender essa nova exigência sob risco de ser penalizado. Essa espécie de retroatividade dos dispositivos dos Procedimentos de Rede pode dificultar e tornar instável a segurança da concessionária acerca do cumprimento desses normativos, razão pela qual se considera que a ação de controle número 5 poderá elucidar essa questão.*

290. *No presente levantamento, buscou-se ainda identificar as causas associadas às interrupções do sistema ocorridas nos últimos anos. Verificou-se expressiva parcela de causas inicialmente apontadas como 'indeterminadas', evidenciando a necessidade de um processo dinâmico de apuração, que tenha agilidade para implementar melhorias/adaptações que se fizerem necessárias. Tal entendimento é reforçado pelo impacto dessas causas de difícil aferição nos eventos de maior severidade e também por conta do inevitável cenário de um SIN cada vez mais complexo (o que pode majorar o percentual de indefinição dessas causas no futuro), devido às fontes renováveis, geração distribuída, transmissão em ultra alta tensão, entre outros.*

291. *Pelo exposto, se mostra patente um SIN que exigirá cada vez mais dos agentes, em termos de mecanismos de investigação, nos casos de futuros blecautes. Em suma, as ferramentas de apuração das causas deverão evoluir num ritmo condizente com o aumento da complexidade do SIN a fim de evitar o desempenho insatisfatório aferido no que tange, por exemplo, ao tempo médio de interrupção (ISS – Figura 06). Deste modo, percebeu-se como razoável a constituição de ação de controle voltada a tal questão (item 06 da peça 33).*

292. *Antecipa-se que o 'Relatório de Análise Estatística das Perturbações Ocorridas na Rede Básica do SIN' (em processo de elaboração – submódulo 25.3) já é um sinal dessa necessidade, vez que possibilitará uma visão rápida e abrangente das principais causas.*

293. *Outro ponto que merece atenção fica por conta da abrangência do critério de operação 'n-1' que, tendo em vista o desempenho do índice de robustez (RSIN) e dados do PAR*

2013-2015 colhidos do MME, sinaliza não ser inteiramente aplicável à região Norte, especialmente quando comparada às demais regiões do país. Por conta disso, é que se entendeu pertinente a apresentação do item 7 da peça 33 contendo a ação de controle acerca de tal assunto.

294. *Aliás, ao se sopesar os relatórios, trabalhos e ensaios referentes à única perturbação que gerou recomendações de cunho estratégico pelo ONS (Itaberá 2009 – conforme a amostra da equipe), percebe-se a pertinência de se aprofundar o estudo em relação à implantação gradativa do critério de segurança ‘n-2’ nas principais capitais e nos grandes troncos de transmissão responsáveis pela interligação entre as regiões do país (Anexo X), o que pode ser objeto da ação de controle prevista no item 08 da peça 33.*

295. *Para a efetivação dessa implantação gradual do critério ‘n-2’, entende-se como necessária a definição de critérios diferenciados para seleção de um conjunto de instalações estratégicas do SIN (Anexo X), estabelecendo procedimentos adicionais para acesso, planejamento de operação, proteção e controle, operação em tempo real e manutenção, bem como critério específico de fiscalização. Entende-se também que, para a consecução dos objetivos desses estudos, devem ser contemplados os riscos, os custos, os potenciais benefícios, bem como os impactos para o SIN, para a solução a ser adotada.*

296. *Seguindo, também há certa expectativa quanto às melhorias sistêmicas mais impactantes que venham a ser implementadas nos Procedimentos de Rede, com foco ao processo de obtenção e modelagem dos futuros indicadores de desempenho energético (submódulo 25.4 – em processo de elaboração).*

297. *Tal submódulo abarcará a questão do suprimento sob o prisma do racionamento, o que também contribuirá para se certificar quanto à adoção das medidas condizentes com a operação ótima (confiabilidade X economicidade), o que poderá ser analisado pelo item 09 das ações de controle propostas na peça 33.*

298. *Espera-se que o indigitado submódulo 25.4 contemple, na forma de tratar os dados colhidos, questões trazidas no tópico 4.3, quais sejam: gargalos na transmissão, apuração dos coeficientes de produção (tratado no submódulo 10.13 dos Procedimentos de Rede – Relatório de Confirmação da Capacidade de Geração); comparação da energia armazenada do SIN real e simulada e atrasos na geração de empreendimentos estratégicos.*

299. *Adicionalmente, percebe-se quão delicadas são as atuações de órgãos como Ibama (no licenciamento ambiental) e Iphan (questões arqueológicas) nas questões atinentes aos empreendimentos do setor elétrico. É notório que atualmente não há a satisfação por parte dos agentes do setor no que diz respeito à celeridade dessas entidades. Deste modo, se faz mister novas abordagens ou processos que ofereçam maior dinamicidade ao envolver atores que não sejam intrínsecos ao setor elétrico o que pode ser objeto da ação de controle prevista no item 10 da peça 33.*

300. *Outro ponto tratado neste trabalho esmiúça a efetividade do tratamento das recomendações emanadas principalmente dos Relatórios de Análise de Perturbações (RAP). Para se alcançar um resultado satisfatório, foi tomada como base a gestão do SGR (Sistema de Gestão das Recomendações) pelo ONS.*

301. *Decorrente dessa análise do controle de não reincidências de falhas no SIN constatou-se que as médias anuais dos principais indicadores de atendimento e cumprimento de prazos do SGR, o EARA e o PARA, ficaram bem aquém das metas estabelecidas desde a implantação do sistema por parte do ONS em 2005, com o agravante de uma nítida deterioração desses indicadores ao longo dos anos, principalmente de 2012 para 2013. Diante de tal fato, mostrou-se oportuna a constituição do item 11 da peça 33 no qual se revela a proposta de ação de controle condizente com a observação realizada pela equipe.*

302. *Para encerrar, cabe mencionar que o não cumprimento das metas do EARA e do PARA (indicadores de atendimento das recomendações) ensejaria a aplicação de multas aos agentes por parte do ONS (segundo o módulo 19 dos Procedimentos de Rede). Entretanto, como*

frisado no tópico 4.1, a penalização por parte do ONS encontra-se suspensa, o que pode, num primeiro momento, retardar o saneamento das pendências por parte dos concessionários (até que a Aneel consolide seu papel no lugar do ONS nessas circunstâncias).

303. *Conforme indicado, todos os relatos, supra, contêm fontes para futuras propostas de ações de controle, as quais são bastante complexas (Anexo XI – peça 33) de modo que é imprescindível um planejamento consistente do TCU para se permitir o aprofundamento ideal em cada tema.*

304. *Isto posto, resta asseverar que foram cumpridos em sua totalidade os objetivos previstos para esse levantamento de natureza operacional.*

305. *A equipe de auditoria compreendeu e descreveu o papel do MME, Aneel e ONS diante das perturbações na Rede Básica do SIN. Para isso foram destacados os principais mecanismos de supervisão (MME), de operação (ONS) e de fiscalização e regulação (Aneel), empregados quando da ocorrência desses fenômenos.*

306. *Adicionalmente, indo além da mera descrição, o presente relatório identificou pontos relacionados a tais mecanismos suscetíveis de melhora no que tange à eficiência e à promoção do equilíbrio quando da sua aplicação.*

307. *Também, partindo-se de amostras pertencentes ao ONS e à Aneel, a equipe conseguiu delimitar seu próprio rol de perturbações a serem estudadas, identificando as principais causas-raiz e causas secundárias afetadas aos eventos em tela, bem como as implicações inerentes aos tipos de causa mais recorrente.*

308. *Ato contínuo, foram averiguadas com maior detalhamento tanto as causas-raiz como as causas secundárias na etapa do estudo das recomendações. Tal fato, possibilitou a realização de várias combinações, retratadas em inúmeras figuras, que permitiram conferir uma maior solidez às conclusões emitidas pela equipe de auditoria. Mais ainda, apontou-se o comportamento no que tange ao desempenho do cumprimento das recomendações expedidas.*

309. *Em suma, tendo em conta os resultados materializados, repisa-se quanto ao atendimento dos objetivos do presente trabalho, retratados também na Matriz de Planejamento (peça 12), elaborada em adstrita observância ao despacho do Exmo. Ministro Relator José Jorge (peça 04 – TC 028.401/2013-1)*

7. PROPOSTA DE ENCAMINHAMENTO

310. *Diante do exposto, e com fundamento no art. 5º, § 2º, da Portaria-Segecex nº 9/2013, propõe-se o encaminhamento dos presentes autos, preliminarmente, à Secretaria de Fiscalização de Desestatização de Energia e Comunicações (SefidEnergia) para manifestação e posterior envio, por intermédio da Coinfra/Segecex, ao Gabinete do Ministro Relator José Jorge, com proposta de:*

a) levantar o sigilo dos presentes autos, exceto do Anexo XI (peça 33) – Possíveis ações de controle;

b) encaminhar cópia deste Relatório, acompanhado do Voto e Acórdão que o apreciar ao Ministério de Minas e Energia - MME, à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, e;

c) arquivar o presente processo”.

É o Relatório.

VOTO

Cuidam os autos de Levantamento de Auditoria com vistas a colher informações capazes de indicar ações de controle futuras em torno da problemática acerca da confiabilidade e continuidade do suprimento de energia elétrica na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em razão de histórico recente de grandes blecautes (popularmente intitulados “apagões”), que afetaram diversas regiões do país.

2. Consoante destacado pela unidade técnica, o objeto do trabalho restringiu-se aos eventos ocorridos na Rede Básica do SIN (tensão superior a 230 kV), não contemplando, portanto, as perturbações ocorridas em âmbito de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

3. Em virtude do número de ocorrências, foi selecionada uma amostra que representasse com fidedignidade o comportamento existente no universo de dados, tendo sido levados em conta, para tal, fatores como a carga interrompida, o tempo de recomposição, a região geográfica e a fonte (geração, linhas de transmissão ou subestação). Nesse sentido, foram selecionados eventos que contemplaram todas as regiões geográficas do país. Do total de 46 perturbações, 19 são de grande magnitude (acima de 1000 MW de corte de carga), 11 de corte de carga entre 500 e 1000 MW, 9 com corte de carga entre 200 e 500 MW e 7 eventos com corte de carga abaixo de 200 MW.

4. Com o objetivo de delimitar o escopo do trabalho, cabe também registrar que os eventos examinados estão associados ao suprimento elétrico, não se confundindo com aqueles advindos de complicações no balanceamento entre a capacidade de geração e a demanda, estes relacionados ao risco de racionamento.

5. A partir das perturbações do SIN escolhidas, procurou-se identificar suas principais causas, bem como avaliar a atuação dos agentes envolvidos, a saber, MME, Aneel, ONS e concessionárias.

6. De pronto, constatou-se falhas no papel fiscalizatório desempenhado pela Aneel, que não detinha informações essenciais à mensuração do desempenho de parte do setor. Assim, esse passou a ser um dos pontos passíveis de controle, notadamente no que diz respeito à segurança do sistema.

7. Questão que, igualmente, merece ser aprofundada refere-se à cobrança de multas pela Aneel junto ao ONS. Embora exista previsão normativa para tal cobrança (Resolução Normativa nº 63/2004), é vedado o repasse tarifário da respectiva penalização, o que, a princípio, impõe a necessidade de que tais multas sejam custeadas pelos próprios associados do ONS. As perspectivas de alteração normativa em contraponto com demandas judiciais relacionadas a essa questão, bem assim o prazo prescricional de cinco anos para cobrança, podem ser objeto de avaliação por esta Corte.

8. Ainda com relação à referida Resolução Normativa nº 63/2004, outros pontos merecem uma investigação mais apurada. O primeiro deles diz respeito ao cálculo do valor das multas, que, nos termos do art. 14, incide sobre o valor do faturamento ou sobre o valor estimado da energia produzida, sendo que o valor fixado leva em conta, dentre outros, a existência de sanção administrativa irrecorrível nos últimos quatro anos (art. 15). Tal comando torna desigual o tratamento dado a empresas estatais e privadas, já que, estas últimas, ao constituírem novas SPE's (sociedades de propósitos específicos) não acumulam histórico de sanções sofridas. Não há, da mesma forma, nas normas existentes, tratamento diferenciado para as especificidades de cada concessionária, no que diz respeito às condições de operação, seja pelo critério de segurança implantado seja pela logística de atuação.

9. Outro tema relevante pode ser objeto de um exame mais minudente por parte do Tribunal. Trata-se da não extensão a todas concessionárias do estímulo regulatório indutor da melhoria na

qualidade do serviço, consistente no adicional à Receita Anual Máxima Permitida – RAP, decorrente de duração de desligamentos abaixo do valor estabelecido normativamente.

10. Especificamente quanto às causas das interrupções do sistema, destacou a unidade técnica que a identificação do que motivou a ocorrência representa uma oportunidade para reavaliações, diagnósticos e revisões de procedimentos, revestindo-se em importante instrumento para a implementação de melhorias no desempenho do sistema. Esses “apagões” podem decorrer de falhas das mais distintas naturezas, tais como falta de investimento em estrutura e tecnologia, deficiências na manutenção de equipamentos, ausência de sistemas de proteção da rede, falhas humanas, fenômenos naturais, entre outros.

11. No presente trabalho, verificou-se que boa parte das causas das perturbações são registradas, preliminarmente, como “indeterminadas”, provavelmente ante a dificuldade de aferição em um sistema cada vez mais complexo e não dotado da agilidade necessária para implementar as correções devidas. Somente em data posterior, quando do cumprimento das recomendações proferidas pelo ONS por meio do Relatório de Análise de Perturbações (RAP), dá-se o aprofundamento da apuração dos reais motivos dos eventos, tanto os que iniciam a perturbação como aqueles que permitem sua propagação pelo SIN.

12. Sobressaem, nesse sentido, as falhas enquadradas como “Falha em SPC ou Tele” (descrição associada aos sistemas de proteção e controle e telecomunicações). Consignou a unidade técnica que o Plano de Ampliação e Reforços (PAR) trata, sob a ótica do ONS, das intervenções necessárias na rede para preservar sua segurança e seu desempenho, sendo esse apenas um dos programas de melhoria nessa área.

13. Importante assinalar também que parcela significativa dos eventos pode ser associada a fenômenos naturais (chuvas intensas, ventos fortes, grandes descargas atmosféricas) ou a queimadas/vegetação elevada, tipos de causas alheias às instalações e de controle humano mais limitado.

14. Pode-se avaliar, nessas circunstâncias, a real eficiência do sistema, porquanto eventos de longa duração ocasionados por fenômenos naturais ou queimadas conduzem ao entendimento de que o critério de segurança adotado para o SIN (n-1) não estaria sendo capaz de garantir a continuidade do fornecimento ou um retorno mais rápido da rede ante uma perturbação.

15. Observo, nesse particular, que o critério de segurança está relacionado aos equipamentos reservas ou linhas alternativas existentes (redundâncias ou contingências).

16. Embora tenha se percebido a intenção de implantação gradativa de critério de segurança mais robusto nas principais capitais e nos grandes troncos de transmissão responsáveis pela interligação entre as regiões do país (-2), constatou-se que há trechos no SIN, notadamente na Região Norte, que não atendem sequer ao critério de redundância simples, isto é, em caso de manutenção preventiva, corretiva, programada, forçada ou de emergência, haverá interrupção de carga. Diante desse quadro, uma ação de controle pode estimar os riscos, custos e benefícios, assim como os impactos para o Sistema Integrado da solução que porventura venha a ser adotada.

17. No que se refere ao tempo médio de interrupção, o exame do indicador correspondente, efetuado pela unidade técnica, conduz à conclusão de que há uma piora no desempenho do sistema no decorrer dos últimos anos, o qual, aliás, pode ser considerado insatisfatório com base nos próprios critérios de classificação dos Procedimentos de Rede do ONS.



Ante o exposto, entendendo que foram cumpridos os objetivos previstos para esse trabalho de colher informações que possam subsidiar futuras fiscalizações desta Corte, Voto por que este Colegiado adote o Acórdão que ora submeto à sua apreciação.

TCU, Sala das Sessões Ministro Luciano Brandão Alves de Souza, em 20 de agosto de 2014.

JOSÉ JORGE
Relator

ACÓRDÃO Nº 2159/2014 – TCU – Plenário

1. Processo nº TC-029.389/2013-5
2. Grupo: I – Classe V – Assunto: Relatório de Levantamento
3. Responsáveis: Márcio Pereira Zimmermann (Secretário-Executivo do MME, CPF nº 262.465.030-04), Romeu Donizete Rufino (Diretor-Geral da Aneel, CPF nº 143.921.601-06) e Hermes J. Chipp (Diretor-Geral do ONS, CPF nº 233.128.907-72)
4. Órgãos/Entidades: Ministério de Minas e Energia (MME), Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)
5. Relator: Ministro José Jorge
6. Representante do Ministério Público: não atuou
7. Unidades Técnicas: Secretaria de Fiscalização de Obras de Energia e Secretaria de Fiscalização de Desestatização e Regulação de Energia e Comunicações
8. Advogado constituído nos autos: não há

9. Acórdão:

VISTOS, relatados e discutidos estes autos de Levantamento de Auditoria com vistas a colher informações capazes de indicar ações de controle futuras em torno da problemática acerca da confiabilidade e continuidade do suprimento de energia elétrica na Rede Básica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

ACORDAM os Ministros do Tribunal de Contas da União, reunidos em Sessão Plenária, ante as razões expostas pelo Relator, em:

9.1. levantar o sigilo dos presentes autos, exceto do Anexo XI (peça 33) – Possíveis ações de controle;

9.2. encaminhar cópia deste Acórdão, bem como do Relatório e Voto que o fundamentam, ao Ministério de Minas e Energia – MME, à Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS;

9.3. arquivar os presentes autos.

10. Ata nº 32/2014 – Plenário.

11. Data da Sessão: 20/8/2014 – Ordinária.

12. Código eletrônico para localização na página do TCU na Internet: AC-2159-32/14-P.

13. Especificação do quorum:

13.1. Ministros presentes: Augusto Nardes (Presidente), Walton Alencar Rodrigues, José Jorge (Relator), José Múcio Monteiro e Bruno Dantas.

13.2. Ministros-Substitutos convocados: Marcos Bemquerer Costa e André Luís de Carvalho.

13.3. Ministros-Substitutos presentes: Augusto Sherman Cavalcanti e Weder de Oliveira.

(Assinado Eletronicamente)
JOÃO AUGUSTO RIBEIRO NARDES
Presidente

(Assinado Eletronicamente)
JOSÉ JORGE
Relator

Fui presente:

(Assinado Eletronicamente)
PAULO SOARES BUGARIN
Procurador-Geral